Rapport provisoire :

Causes de la panne du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada

Canada

Novembre 2003

Remerciements

Le Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant tient à remercier tous les chercheurs, analystes, modélisateurs, enquêteurs, planificateurs, concepteurs, ainsi que toutes les autres personnes qui ont consacré du temps et des efforts à l'élaboration du présent rapport provisoire. Leurs travaux ont donné lieu à la publication d'un rapport d'enquête mis au point en étroite collaboration, à l'échelle internationale, qui permet d'expliquer les causes de la panne de courant. Le présent rapport provisoire sur la panne de courant a été préparé pour le secrétaire américain à l'Énergie et le ministre des Ressources naturelles du Canada sous la direction de Jimmy Glotfelty (Département de l'Énergie des États-Unis) et Nawal Kamel (Ressources naturelles Canada) et de trois sous-groupes : le Sous-groupe sur l'électricité, le Sous-groupe sur le nucléaire et le Sous-groupe sur la sécurité.

Les trois sous-groupes, appuyés par des équipes d'enquête, ont passé un nombre incalculable d'heures à effectuer des recherches, à divers endroits, dans le but d'arriver à mieux comprendre les circonstances particulières de la panne de courant du 14 août 2003. C'était une tâche gigantesque qu'ils ont accomplie avec succès. Ils ont recueilli une variété de données, procédé à l'analyse de l'exploitation, à la modélisation des génératrices et du transport, à l'établissement de la chronologie des événements et à l'analyse des causes primaires. Ces travaux, y compris d'innombrables entrevues et enquêtes secondaires, la planification et la préparation du rapport, se sont tous déroulés dans le cadre d'un effort absolument coordonné.

Nous vous remercions tous et toutes pour les innombrables heures que vous avez consacrées à la recherche et à l'élaboration d'un rapport qui aidera le public nord-américain et le monde entier à mieux comprendre les causes de la panne de courant du 14 août 2003. Vos efforts sont grandement appréciés.

104-07647/

Table de matières

1. Introduction 1

2. Aperçu du réseau électrique nord-américain et de ses organismes de fiabilité 3
Le réseau électrique nord-américain est une gigantesque machine aux multiples interconnexions 3
La planification et l'exploitation fiable du réseau électrique sont exigeantes sur le plan technique 4
Des organismes de fiabilité surveillent la fiabilité du réseau en Amérique du Nord 8
Principales parties touchées avant la cascade qui a mené à la panne du 14 août 11

3. État du réseau électrique du Nord-Est avant le déclenchement de la séquence de la panne 15
Résumé 15
Demandes d'électricité le 14 août 16
Profils de propagation du courant 17
Fréquence réseau 17
Installations de production non disponibles le 14 août 18
Tensions 19
Pannes imprévues de transport et de production le 14 août 20
Analyse modélisée de l'état du réseau électrique régional à 15 h 5 HAE, avant la perte de la ligne à 345 kV Harding–Chamberlin de la FE 21
Conclusion 22

4. Comment et pourquoi la panne a commencé 23
Sommaire 23
Organisation du chapitre 23
Étape 1 – Un après-midi normal s'assombrit : 12 h 15 à 14 h 14 HAE 24
Étape 2 – Défaillances informatiques à FE : 14 h 14 à 15 h 05 HAE 32
Étape 3 – Panne de trois lignes à 345 kV de FE et déluge d'appels téléphoniques : 15 h 05 à 15 h 57 HAE 38
Étape 4 – Effondrement du réseau de transport à 138 kV dans le nord de l'Ohio : 15 h 39 à 16 h 09 HAE 51

5. Propagation en cascade de la panne 57
Phase 5 – Cascade d'événements sur le réseau de transport à 345 kV dans le nord de l'Ohio et le centre-sud du Michigan 60
Phase 6 – La cascade intégrale 63
Phase 7 – 16h 10 min 46 s HAE : de nombreuses enclaves se forment dans le nord-est États-Unis et au Canada 68

Pourquoi la panne s'est-elle arrêtée à l'endroit où elle s'est arrêtée ? 72
Affaissement des tensions 74
Pourquoi les génératrices se sont-elles mises hors circuit ? 75

6. Comparaison entre la panne du 14 août et d'autres pannes majeures qui ont eu lieu en Amérique du Nord 78
Caractéristiques et fréquence des pannes de courant 78
Description et principaux facteurs déterminants de chacune des pannes 79
Facteurs semblables ou communs aux pannes majeures 83
Comparaison avec la panne du 14 août 2003 88

7. Performance des centrales nucléaires touchées par la panne de courant 90
Sommaire 90
Conclusions du Sous-groupe sur le nucléaire américain 92
Conclusions du Sous-groupe sur le nucléaire canadien 102

8. Aspects de sécurité physique et cybernétique de la panne 114
Sommaire 114
Mandat et portée des travaux du Sous-groupe sur la sécurité 114
Sécurité cybernétique dans le secteur de l'électricité 115
Cueillette et analyse de renseignements 116
Chronologie des événements à caractère cybernétique 120
Constatations à ce jour 122

Annexes
A. Description de l'enquête sur la panne de courant et du plan d'élaboration de recommandations 124
B. Acronymes 131
C. Glossaire 132
D. Lettres d'accompagnement des trois sous-groupes du Groupe de travail 141

Tableaux
3.1 Génératrices non disponibles le 14 août 18
6.1 Conditions nouvelles qui influent sur le maintien de la fiabilité 79
7.1 Heures d'arrêt des centrales américaines 97
7.2 Résumé de la chronologie des événements ayant mené à l'arrêt des centrales canadiennes 112

Figures
2.1 Structure de base du réseau électrique 3
2.2 Carte des trois interconnexions 4
2.3 Diagramme de charge de PJM 5
2.4 Gammes de fréquence normales et anormales 5
2.5 Les régions du NERC 9

2.6 Zones de contrôle et régions du NERC 10
2.7 Coordonnateurs de la fiabilité du NERC 11
2.8 Coordonnateurs de la fiabilité et zones de contrôle en Ohio et dans les états voisins 11
3.1 Températures d'août 2003 dans le nord-est des É.-U. et l'est du Canada 16
3.2 Production, demande et propagation interrégionale du courant le 14 août à 15 h 5 HAE 16
3.3 Importations et exportations dans la région centrale du nord-est – Été 2003 par rapport au 14 août 2003 18
3.4 Fréquence le 14 août 2003 jusqu'à 15 h 31 HAE 18
3.5 Sortie en MW et en Mvar de la génératrice 5 d'Eastlake, le 14 août 22
4.1 Chronologie du début de la panne en Ohio 24
4.2 Chronologie de l'Étape 1 26
4.3 Carte d'Eastlake 5 31
4.4 Chronologie de l'Étape 2 34
4.5 Débits de puissance dans les lignes à 345 kV de FirstEnergy 39
4.6 Tensions dans le réseau à 345 kV de FirstEnergy 39
4.7 Chronologie de l'Étape 3 40
4.8 La ligne à 345 kV Harding-Chamberlin 42
4.9 La ligne à 345 kV Hanna-Juniper 43
4.10 La cause de la panne de la ligne Hanna-Juniper 43
4.11 La ligne 345 kV Star-South Canton 46
4.12 Incidence cummulative des pannes successives sur les charges des lignes à 345 kV 47
4.13 Chronologie de l'Étape 4 52
4.14 Tension sur les lignes à 138 kV et 345 kV de FirstEnergy 51
4.15 Simulation des effets des pannes antérieures sur les charges des lignes à 138 kV 54
5.1 Zone touchée par la panne 59
5.2 Mise hors circuit de la ligne à 345 kV Sammis-Star 16 h 5 min 57 s HAE 60
5.3 Mise hors circuit des lignes à 345 kV de Sammis-Star 61
5.4 Perte de lignes à 345 kV en Ohio, de 16 h 8 min 59 s à 16 h 9 min 7 s 62
5.5 Transit de puissance entre l'État de New York et l'Ontario, à Niagara 63
5.6 Mise hors circuit de génératrices au Michigan et en Ohio 63
5.7 Mise hors circuit de génératrices et de lignes de transport au Michigan 63
5.8 16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 38,6 s HAE : chute de lignes au Michigan et détachement de l'Ohio de la Pennsylvanie 64
5.9 Puissance active et réactive et tension du courant venant de l'Ontario et arrivant à Détroit 65
5.10 16 h 10 min 39 s à 16 h 10 min 44 s HAE : rupture de la liaison entre l'ouest de la Pennsylvanie et l'État de New York 66
5.11 Autres lignes et centrales mises hors circuit 66
5.12 Le nord-est se sépare de l'interconnexion de l'Est 67
5.13 L'État de New York se détache de la Nouvelle-Angleterre et de multiples enclaves se forment 68
5.14 Enclaves électriques, telles qu'elles apparaissent sur le graphique des fréquences 71

5.15 Zone touchée par la panne 71
5.16 Propagation en cascade de la panne 73
5.17 Séquence des événements dans une grande génératrice pendant la cascade de pannes 76
5.18 Des centrales électriques perdues durant la cascade de pannes 77
6.1 Pannes en Amérique du Nord entre 1984 et 1997 78

1. Introduction

Le 14 août 2003, une panne d'électricité a frappé la partie centrale et nord-est des États-Unis ainsi qu'une partie de l'Ontario, au Canada. La panne a touché une région qui compte quelque 50 millions de personnes et où la charge électrique était de 61 800 MW, dans les états de l'Ohio, du Michigan, de la Pennsylvanie, de New York, du Vermont, du Massachusetts, du Connecticut et du New Jersey, et la province canadienne de l'Ontario. La panne a débuté quelques minutes après 16 heures, heure avancée de l'Est (HAE), et le courant n'a été rétabli que deux jours plus tard dans certaines parties des États-Unis. Des régions de l'Ontario ont connu des pannes consécutives pendant plus d'une semaine avant que la situation revienne entièrement à la normale.

Le 15 août, le président Bush et le premier ministre Jean Chrétien ont ordonné la création du Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant afin d'enquêter sur les causes de la panne et les moyens de réduire la possibilité de nouvelles pannes. Ils ont nommé le secrétaire américain à l'Énergie, Spencer Abraham, et le ministre canadien des Ressources naturelles, Herb Dhaliwal, coprésidents du Groupe de travail. Trois autres représentants des États-Unis et trois autres représentants du Canada ont été nommés membres du Groupe de travail. Pour les États-Unis, il s'agit de Tom Ridge, secrétaire à la Homeland Security, de Pat Wood, président de la Federal Energy Regulatory Commission, et de Nils Diaz, président de la Nuclear Regulatory Commission. Le Canada y est représenté par John Manley, vice-premier ministre, Kenneth Vollman, président de l'Office national de l'énergie et Linda J. Keen, présidente et directrice générale de la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Le Groupe de travail a réparti ses travaux en deux phases :

- Phase I : Enquête sur la panne pour en déterminer les causes et les raisons pour lesquelles elle n'a pas été circonscrite.
- Phase II : Formulation de recommandations pour réduire la possibilité de nouvelles pannes et en limiter l'envergure, le cas échéant.

Le Groupe de travail a créé trois sous-groupes pour l'aider à mener à bien la phase I de ses travaux : le Sous-groupe sur l'électricité, le Sous-groupe sur le nucléaire et le Sous-groupe sur la sécurité. Les sous-groupes ont été chargés de superviser et de passer en revue les enquêtes portant sur leurs domaines respectifs afin de déterminer le rôle direct ou indirect joué par ceux-ci. Ils se composent de représentants des états et des provinces, de fonctionnaires fédéraux ainsi que d'agents contractuels dont les services ont été retenus par les organismes gouvernementaux américains et canadiens représentés au sein du Groupe de travail.

Le présent document est le rapport provisoire des travaux des sous-groupes dans le cadre de la phase I de l'enquête. Il énonce les faits que l'enquête binationale a permis de cerner relativement aux causes de la panne du 14 août 2003. Les sous-groupes et les équipes d'enquête sont d'avis que ces faits sont exacts et que leur analyse est juste. Le document ne présente aucune hypothèse que les faits et l'analyse ne puissent étayer. De plus, les auteurs ne tentent pas de tirer de conclusions générales ou de proposer des recommandations stratégiques, cela sera fait dans le cadre de la phase II et dépasse la portée de la phase I.

Le rapport sera maintenant soumis à l'examen et aux commentaires du public. Les sous-groupes examineront les commentaires à l'endroit du rapport provisoire et superviseront et passeront en revue toute analyse ou enquête supplémentaire pouvant être requise. Le rapport sera complété et intégré au rapport final du Groupe de travail, qui contiendra aussi des recommandations sur la façon de limiter la possibilité et l'envergure de nouvelles pannes.

Le Groupe de travail tiendra trois consultations publiques au cours desquelles la population aura l'occasion de commenter le rapport et de formuler des recommandations pour examen par les sous-groupes et le Groupe de travail.

Le public peut aussi communiquer des commentaires et des recommandations au Groupe de travail par voie électronique ou par la poste. Veuillez envoyer vos courriels à l'une de ces adresses : pannedecourant@rncan.gc.ca

ou
blackout.report@hq.doe.gov

Les documents peuvent être envoyés à :

Mme Nawal Kamel
Conseillère spéciale du sous-ministre
Ressources naturelles Canada
21e étage
580, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4

ou

M. James W. Glotfelty
Director, Office of Electric
Transmission and Distribution
U.S. Department of Energy
1000 Independence Avenue, S.W.
Washington, DC 20585

Le rapport provisoire comporte huit chapitres. La présente introduction en constitue le chapitre 1.

- Le chapitre 2 fournit un aperçu du cadre institutionnel créé pour assurer la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité en Amérique du Nord et met l'accent sur les rôles et les responsabilités de divers types d'organismes de fiabilité.

- Le chapitre 3 traite de l'état du réseau électrique régional avant le 14 août et le 14 août avant le début des événements qui ont mené directement à la panne.

- Le chapitre 4 porte sur les causes directes et indirectes de la panne, particulièrement l'évolution de la situation l'après-midi du 14 août. On décrit d'abord les conditions normales d'exploitation, ensuite la période où la situation était anormale, mais peut-être encore maîtrisable et, enfin, les pannes en cascade incontrôlables qui ont eu lieu.

- Le chapitre 5 donne des renseignements sur la période des pannes en cascade.

- Le chapitre 6 présente une comparaison entre la panne du 14 août 2003 et d'autres pannes majeures qui ont eu lieu en Amérique du Nord.

- Le chapitre 7 est consacré à la performance des centrales nucléaires touchées par la panne du 14 août.

- Le chapitre 8 traite des aspects de sécurité physique et cybernétique de la panne.

Le rapport comporte aussi quatre annexes : une description du processus d'enquête qui a servi de fondement au rapport, une liste d'acronymes, un glossaire du domaine de l'électricité ainsi que les lettres de présentation des rapports des trois sous-groupes.

2. Aperçu du réseau électriquenord-américain et de ses organismes de fiabilité

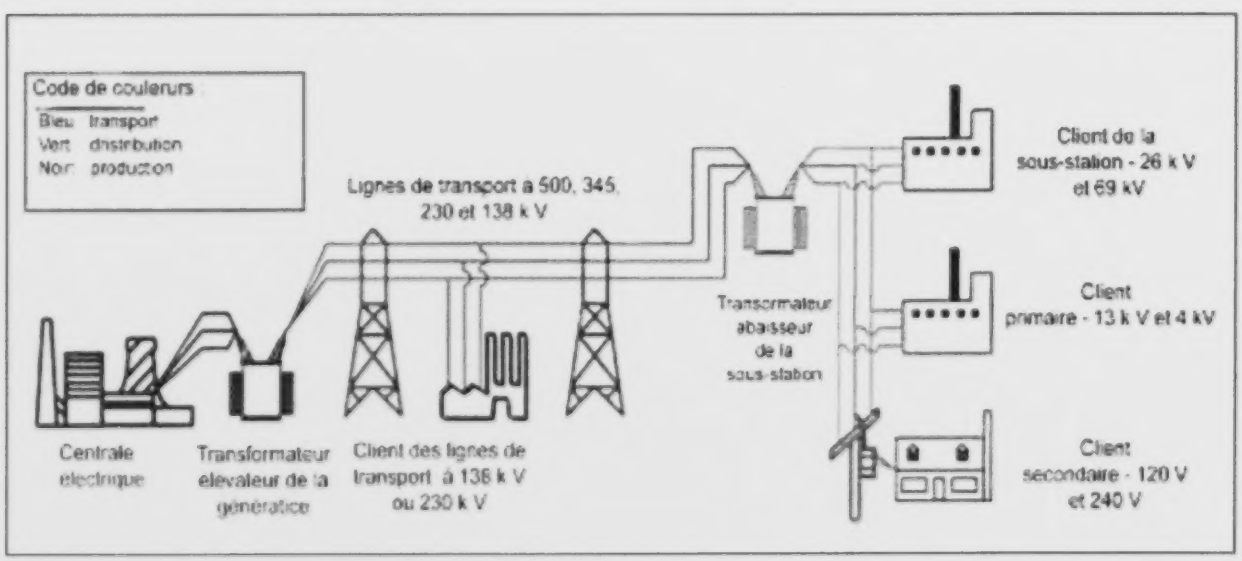
Le réseau électrique nord-américain est une gigantesque machine aux multiples interconnexions

Le réseau électrique nord-américain est l'une des grandes réalisations techniques des 100 dernières années. Cette infrastructure électrique représente un actif d'environ 1 billion de dollars américains, plus de 200 000 milles (320 000 kilomètres) de lignes de transport sous une tension de 230 000 volts et plus, une puissance génératrice de 950 000 mégawatts, et près de 3 500 entreprises de services publics qui servent au-delà de 100 millions de clients et 283 millions de personnes.

La société moderne en est venue à compter sur une électricité fiable comme une ressource essentielle pour la sécurité nationale; la santé et le bien-être; les communications; les finances; le transport; l'approvisionnement en eau et en nourriture; le chauffage, la climatisation et l'éclairage; l'informatique et l'électronique; le commerce, et même les divertissements et les loisirs. Bref, à peu près tous les aspects de la vie moderne dépendent de l'électricité. Les clients ont fini par s'attendre à ce que celle-ci soit presque toujours disponible lorsqu'ils en ont besoin, rien qu'en appuyant sur un bouton. La plupart ont bien sûr été touchés par des pannes locales causées par un orage, un véhicule qui avait heurté le poteau d'une ligne de transport ou une équipe de construction qui avait endommagé accidentellement un câble. Mais on ne s'attend pas à subir une mégapanne par une belle journée calme et chaude. Les pannes d'électricité généralisées, comme celle du 14 août 2003, sont rares, mais elles peuvent survenir lorsque les dispositifs de protection de la fiabilité cessent en grand nombre de remplir leur rôle.

Offrir un service électrique fiable représente un défi technique de taille, même au cours d'une journée on ne peut plus normale. En effet, il faut surveiller, évaluer et coordonner en temps réel la production électrique de milliers de génératrices, faire circuler l'électricité dans un réseau interconnecté de lignes de transport et, enfin, fournir du courant à des millions d'abonnés grâce à un réseau de distribution.

Figure 2.1 Structure de base du réseau électrique

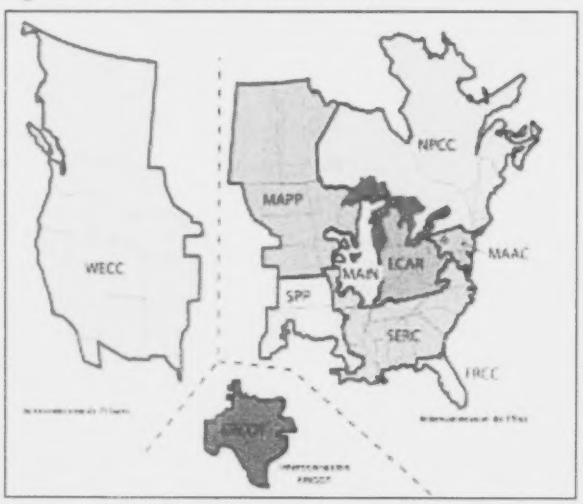


Comme on le voit dans la figure 2.1, l'électricité est produite dans des génératrices à une tension relativement faible (de 10 000 à 25 000 volts), au moyen de diverses sources d'énergie telles que le charbon, le pétrole, le gaz naturel ou l'énergie nucléaire, hydraulique, géothermique et photovoltaïque. Certaines génératrices sont la propriété des entreprises de services publics qui alimentent l'abonné; d'autres appartiennent à des producteurs d'énergie indépendants (PÉI) ou aux abonnés eux-mêmes, en particulier les gros clients industriels.

L'électricité produite par les génératrices est portée à une tension plus élevée pour son transport général dans les lignes. Le fait d'exploiter des lignes de transport à haute tension (de 230 000 à 765 000 volts) permet de réduire les pertes d'électricité résultant de l'échauffement des conducteurs et de faire voyager l'énergie de façon peu coûteuse sur de grandes distances. Les lignes de transport sont interconnectées dans des postes de manoeuvre et des sous-stations, pour former un réseau de lignes et de postes qu'on appelle le réseau électrique.

L'électricité se propage dans le réseau interconnecté des lignes de transport qui relient les génératrices aux charges conformément aux lois de la physique, c'est-à-dire le long des « lignes de moindre résistance », un peu comme l'eau circule dans un réseau de canaux. Lorsque l'électricité arrive près d'une station de distribution, on abaisse la tension pour pouvoir la distribuer aux abonnés. Le réseau de production-transport d'électricité est principalement un réseau à courant alternatif (CA), par opposition au courant continu (CC), car il est plus facile et moins coûteux de convertir la tension dans les réseaux à CA. Certains grands clients industriels ou commerciaux reçoivent un courant de tension intermédiaire (de 12 000 à 115 000 volts), mais la plupart des abonnés résidentiels utilisent des tensions de 120 et 240 volts.

Figure 2.2 Carte des trois interconnexions



Bien qu'en Amérique du Nord on parle couramment du « réseau électrique », il existe en réalité trois réseaux distincts ou « interconnexions ».(Figure 2.2) L'Interconnexion de l'Est comprend les deux tiers de la partie continentale de l'est des États-Unis et, au Canada, la Saskatchewan et toutes les provinces à l'est de celle-ci, y compris les Maritimes.

L'Interconnexion de l'Ouest englobe le tiers de la zone continentale ouest des États-Unis (ce qui exclut l'Alaska), les provinces canadiennes de l'Alberta et de la Colombie-Britannique et une partie de la Baja California Norte, au Mexique. La troisième interconnexion inclut la majeure partie de l'état du Texas. Les trois interconnexions sont indépendantes les unes des autres sur le plan électrique, à l'exception de quelques petites jonctions à CC qui les relient. À l'intérieur de chaque interconnexion, l'électricité est produite à l'instant où elle est consommée et voyage dans pratiquement toutes les lignes de transport qui relient les génératrices aux charges.

La partie nord-est de l'Interconnexion de l'Est (qui représente environ dix pour cent de la charge totale de l'interconnexion) a été touchée par la panne du 14 août. Les deux autres interconnexions ont été épargnées. [1]

La planification et l'exploitation fiable du réseau électrique sont exigeantes sur le plan technique

L'exploitation fiable du réseau électrique est complexe et exigeante pour deux raisons fondamentales :

- En premier lieu, l'électricité voyage à la vitesse de la lumière (186 000 milles ou 297 600 kilomètres par seconde) et il n'est pas économique de la stocker en grande quantité. Par conséquent, il faut produire

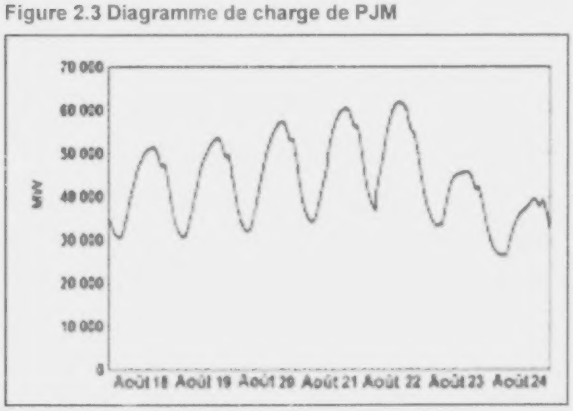
l'électricité à l'instant où elle est consommée.

- En second lieu, on ne peut pas modifier le débit d'un courant alternatif (CA) comme on le fait de celui d'un liquide ou d'un gaz en ouvrant ou en fermant une valve sur un tuyau, ou l'aiguiller comme un appel dans un réseau téléphonique interurbain. Conformément aux lois de la physique, l'électricité voyage librement dans tous les circuits qui relient les génératrices aux charges : elle se divise pour emprunter tous les circuits du réseau connectés entre eux, en proportion inverse de l'impédance (résistance plus réactance) de chaque circuit.

Assurer la fiabilité du réseau est une entreprise complexe qui exige des exploitants formés et compétents, des ordinateurs et des moyens de communication très perfectionnés ainsi qu'une conception et une planification soigneuses. Pour assurer la fiabilité du réseau de transport, le North American Electric Reliability Council (NERC) et ses dix Regional Reliability Councils (conseils régionaux de fiabilité) ont établi des normes de planification et d'exploitation fondées sur sept grands concepts :

- Équilibrer constamment la production et la demande d'énergie.
- Équilibrer la production et la demande de puissance réactive pour maintenir les tensions prévues.
- Surveiller le débit du courant dans les lignes de transport et les autres installations pour veiller à ce que les limites thermiques (échauffement) ne soient pas dépassées.

Figure 2.3 Diagramme de charge de PJM



- Maintenir le réseau dans un état stable.
- Exploiter le réseau de manière à ce qu'il demeure dans un état stable même s'il survient un impondérable, tel que la perte d'une génératrice ou d'une installation de transport clé (le « critère N moins 1 »).

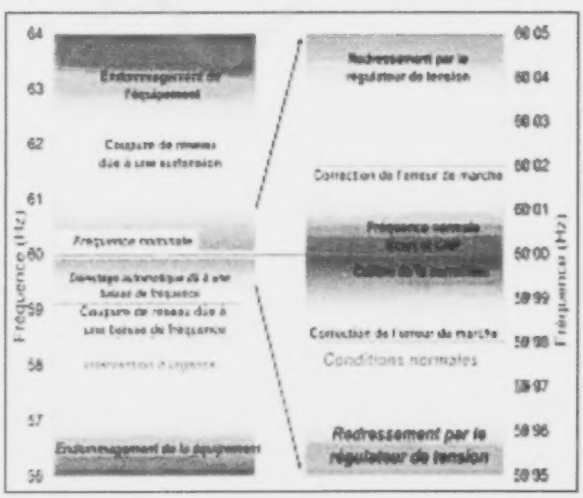
Ces sept concepts sont expliqués plus en détail ci-dessous.

1. Équilibrer constamment la production et la demande d'énergie.

Pour permettre aux abonnés de consommer en tout temps autant d'électricité qu'ils le veulent, il faut prévoir ou « répartir » la production des génératrices de manière à satisfaire continuellement aux nouvelles demandes, en général sur une base horaire. Ensuite, on adapte les prévisions à l'intérieur d'une heure, parfois au moyen de contrôles de production automatiques, pour s'assurer que la production correspond toujours à la demande réelle. La demande est assez prévisible et on la représente sous forme d'une courbe quotidienne. En été, elle atteint son point culminant l'après-midi et le soir, et son point le plus bas au milieu de la nuit; elle est plus forte les jours de semaine, lorsque la plupart des entreprises sont ouvertes. (Figure 2.3)

Si la production et la demande ne concordent pas, il s'ensuit une augmentation (lorsque la production excède la demande) ou une diminution (lorsque la production est inférieure à la demande) de la fréquence du réseau électrique à CA (fréquence nominale de 60 cycles par

Figure 2.4 Gammes de fréquence normales et anormales

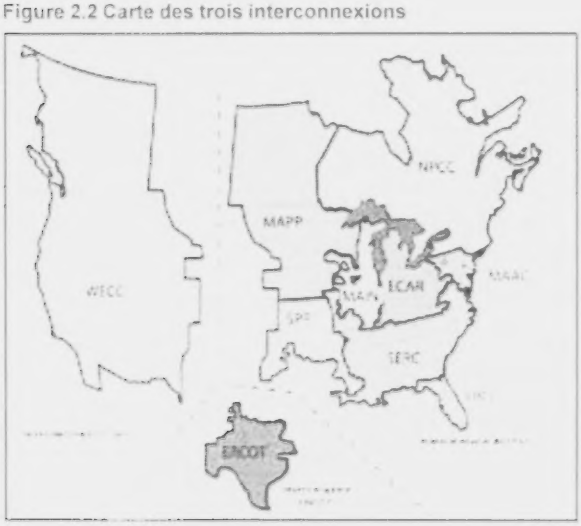


Comme on le voit dans la figure 2.1, l'électricité est produite dans des génératrices à une tension relativement faible (de 10 000 à 25 000 volts), au moyen de diverses sources d'énergie telles que le charbon, le pétrole, le gaz naturel ou l'énergie nucléaire, hydraulique, géothermique et photovoltaïque. Certaines génératrices sont la propriété des entreprises de services publics qui alimentent l'abonné; d'autres appartiennent à des producteurs d'énergie indépendants (PÉI) ou aux abonnés eux-mêmes, en particulier les gros clients industriels.

L'électricité produite par les génératrices est portée à une tension plus élevée pour son transport général dans les lignes. Le fait d'exploiter des lignes de transport à haute tension (de 230 000 à 765 000 volts) permet de réduire les pertes d'électricité résultant de l'échauffement des conducteurs et de faire voyager l'énergie de façon peu coûteuse sur de grandes distances. Les lignes de transport sont interconnectées dans des postes de manoeuvre et des sous-stations, pour former un réseau de lignes et de postes qu'on appelle le réseau électrique.

L'électricité se propage dans le réseau interconnecté des lignes de transport qui relient les génératrices aux charges conformément aux lois de la physique, c'est-à-dire le long des « lignes de moindre résistance », un peu comme l'eau circule dans un réseau de canaux. Lorsque l'électricité arrive près d'une station de distribution, on abaisse la tension pour pouvoir la distribuer aux abonnés. Le réseau de production-transport d'électricité est principalement un réseau à courant alternatif (CA), par opposition au courant continu (CC), car il est plus facile et moins coûteux de convertir la tension dans les réseaux à CA. Certains grands clients industriels ou commerciaux reçoivent un courant de tension intermédiaire (de 12 000 à 115 000 volts), mais la plupart des abonnés résidentiels utilisent des tensions de 120 et 240 volts.

Figure 2.2 Carte des trois interconnexions



Bien qu'en Amérique du Nord on parle couramment du « réseau électrique », il existe en réalité trois réseaux distincts ou « interconnexions ».(Figure 2.2) L'Interconnexion de l'Est comprend les deux tiers de la partie continentale de l'est des États-Unis et, au Canada, la Saskatchewan et toutes les provinces à l'est de celle-ci, y compris les Maritimes.

L'Interconnexion de l'Ouest englobe le tiers de la zone continentale ouest des États-Unis (ce qui exclut l'Alaska), les provinces canadiennes de l'Alberta et de la Colombie-Britannique et une partie de la Baja California Norte, au Mexique. La troisième interconnexion inclut la majeure partie de l'état du Texas. Les trois interconnexions sont indépendantes les unes des autres sur le plan électrique, à l'exception de quelques petites jonctions à CC qui les relient. À l'intérieur de chaque interconnexion, l'électricité est produite à l'instant où elle est consommée et voyage dans pratiquement toutes les lignes de transport qui relient les génératrices aux charges.

La partie nord-est de l'Interconnexion de l'Est (qui représente environ dix pour cent de la charge totale de l'interconnexion) a été touchée par la panne du 14 août. Les deux autres interconnexions ont été épargnées. [1]

La planification et l'exploitation fiable du réseau électrique sont exigeantes sur le plan technique

L'exploitation fiable du réseau électrique est complexe et exigeante pour deux raisons fondamentales :

- En premier lieu, l'électricité voyage à la vitesse de la lumière (186 000 milles ou 297 600 kilomètres par seconde) et il n'est pas économique de la stocker en grande quantité. Par conséquent, il faut produire

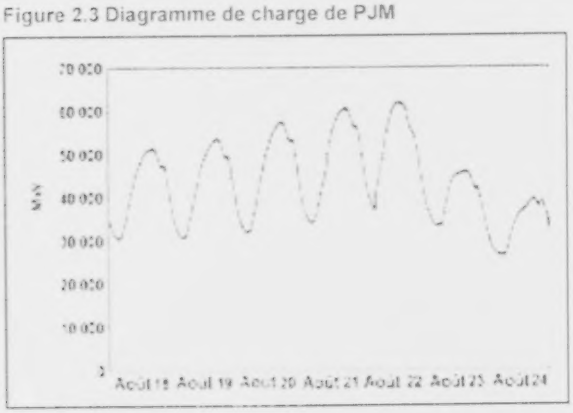
l'électricité à l'instant où elle est consommée.

- En second lieu, on ne peut pas modifier le débit d'un courant alternatif (CA) comme on le fait de celui d'un liquide ou d'un gaz en ouvrant ou en fermant une valve sur un tuyau, ou l'aiguiller comme un appel dans un réseau téléphonique interurbain. Conformément aux lois de la physique, l'électricité voyage librement dans tous les circuits qui relient les génératrices aux charges : elle se divise pour emprunter tous les circuits du réseau connectés entre eux, en proportion inverse de l'impédance (résistance plus réactance) de chaque circuit.

Assurer la fiabilité du réseau est une entreprise complexe qui exige des exploitants formés et compétents, des ordinateurs et des moyens de communication très perfectionnés ainsi qu'une conception et une planification soigneuses. Pour assurer la fiabilité du réseau de transport, le North American Electric Reliability Council (NERC) et ses dix Regional Reliability Councils (conseils régionaux de fiabilité) ont établi des normes de planification et d'exploitation fondées sur sept grands concepts :

- Équilibrer constamment la production et la demande d'énergie.
- Équilibrer la production et la demande de puissance réactive pour maintenir les tensions prévues.
- Surveiller le débit du courant dans les lignes de transport et les autres installations pour veiller à ce que les limites thermiques (échauffement) ne soient pas dépassées.

Figure 2.3 Diagramme de charge de PJM



- Maintenir le réseau dans un état stable.
- Exploiter le réseau de manière à ce qu'il demeure dans un état stable même s'il survient un impondérable, tel que la perte d'une génératrice ou d'une installation de transport clé (le « critère N moins 1 »).

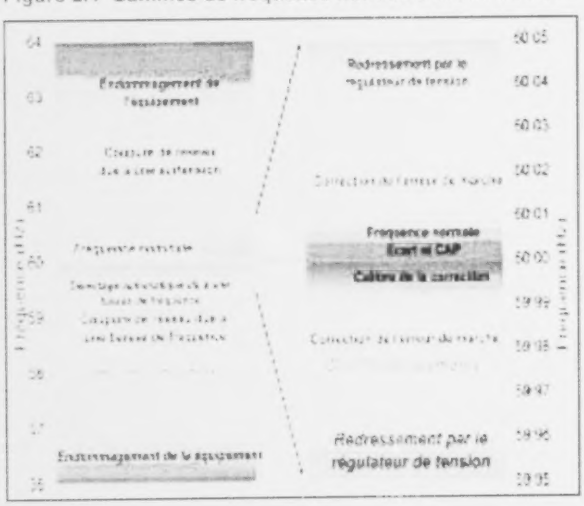
Ces sept concepts sont expliqués plus en détail ci-dessous.

1. Équilibrer constamment la production et la demande d'énergie.

Pour permettre aux abonnés de consommer en tout temps autant d'électricité qu'ils le veulent, il faut prévoir ou « répartir » la production des génératrices de manière à satisfaire continuellement aux nouvelles demandes, en général sur une base horaire. Ensuite, on adapte les prévisions à l'intérieur d'une heure, parfois au moyen de contrôles de production automatiques, pour s'assurer que la production correspond toujours à la demande réelle. La demande est assez prévisible et on la représente sous forme d'une courbe quotidienne. En été, elle atteint son point culminant l'après-midi et le soir, et son point le plus bas au milieu de la nuit; elle est plus forte les jours de semaine, lorsque la plupart des entreprises sont ouvertes. (Figure 2.3)

Si la production et la demande ne concordent pas, il s'ensuit une augmentation (lorsque la production excède la demande) ou une diminution (lorsque la production est inférieure à la demande) de la fréquence du réseau électrique à CA (fréquence nominale de 60 cycles par

Figure 2.4 Gammes de fréquence normales et anormales



seconde ou 60 hertz) (Figure 2.4). Les variations de fréquence minimes ou aléatoires sont normales et surviennent lorsque les charges apparaissent et disparaissent et que les génératrices modifient leur production en fonction de la demande. Toutefois, de grands écarts de fréquence peuvent faire fluctuer la vitesse de rotation des génératrices, ce qui cause des vibrations capables d'endommager les aubes des turbines des génératrices et d'autres équipements. Des fréquences extrêmement basses peuvent déclencher un « délestage » automatique et mettre ainsi des blocs d'abonnés hors circuit pour prévenir un affaissement total du réseau électrique. Comme on le verra plus loin dans ce rapport, un tel déséquilibre entre la production et la demande peut aussi se produire lorsque le réseau réagit à des perturbations majeures en se séparant en « enclaves » distinctes; toute enclave ainsi créée peut connaître un excès ou un déficit de production par rapport à la demande qu'elle enregistre.

2. Équilibrer la production et la demande de puissance réactive pour maintenir les tensions prévues. Tout au long du jour, on doit ajuster les sources de puissance réactive, telles que les batteries de condensateurs et les génératrices, pour maintenir les tensions dans un intervalle de sécurité applicable à tous les équipements électriques du réseau (postes, lignes de transport et appareils des abonnés). La plupart des génératrices sont munies de régulateurs de tension qui augmentent ou diminuent la production de puissance réactive afin de conserver les tensions aux valeurs prévues. Une tension trop basse peut provoquer l'instabilité ou l'affaissement du réseau électrique et, au niveau de la distribution de la tension, causer des dommages aux moteurs et des défaillances aux équipements électroniques. Une tension trop haute peut dépasser les capacités d'isolement des équipements et provoquer de dangereux arcs électriques (des contournements).

3. Surveiller le débit du courant dans les lignes de transport et les autres conducteurs pour veiller à ce que les limites thermiques (échauffement) ne soient pas dépassées. Les interactions dynamiques entre les génératrices et les charges, alliées au fait que l'électricité voyage librement dans tous les circuits interconnectés, signifient que le profil de propagation varie constamment dans les lignes de transport et de distribution. L'ensemble des lignes, des transformateurs et des autres équipements conduisant l'électricité sont chauffés par le courant qui les traversent. Ce dernier doit être limité pour que l'équipement ne surchauffe ni ne s'endommage. Dans le cas des lignes aériennes de transport d'énergie, le réchauffement fait que le métal conducteur s'étire ou prend de l'expansion et que les lignes se rapprochent du sol. La température ambiante, le vent et d'autres facteurs ont aussi une incidence sur le conducteur. Il faut limiter le courant qui passe dans les lignes aériennes pour éviter que celles-ci ne s'affaissent sur des obstructions, telles que des arbres ou des lignes téléphoniques, ou ne soient plus conformes aux dégagements minimums requis entre les lignes sous tension et les autres objets. (Si une ligne sous tension est située trop près d'un autre objet, elle peut provoquer un court-circuit ou un « contournement », lequel peut déclencher un incendie ou endommager de l'équipement). On surveille continuellement l'ensemble des lignes électriques, des transformateurs et des autres appareils traversés par du courant afin de s'assurer qu'ils ne sont pas surchargés ou n'enfreignent pas d'autres consignes d'exploitation. On recourt généralement à des seuils multiples, un pour les situations normales et un plus élevé pour les situations d'urgence. Le principal moyen de limiter le profil de la propagation dans les lignes de transport consiste à adapter la production des génératrices.

4. Maintenir le réseau dans un état stable. Étant donné que le réseau électrique est interconnecté et dynamique, il faut observer des limites de stabilité électrique. Les problèmes de stabilité peuvent surgir très rapidement – en quelques cycles seulement (un cycle dure 1/60e de seconde) – ou plus lentement, en quelques secondes ou minutes. Il faut avant tout s'assurer de répartir la production, ainsi que le courant et la tension qui en résultent, de façon à ce que le réseau soit stable en tout temps. (Comme on le décrira plus loin dans ce rapport, une partie de l'Interconnexion de l'Est est devenue instable le 14 août, ce qui a entraîné des pannes en cascade sur un vaste territoire.) Les limites de stabilité, comme les limites thermiques, sont exprimées en quantités maximales d'électricité que les lignes peuvent véhiculer en toute sécurité.

Il existe deux types de limites de stabilité : 1) les limites de stabilité de la tension qui sont fixées pour que la perte imprévue d'une ligne ou d'une génératrice (lesquelles

Les approvisionnements locaux en puissance réactive sont essentiels au maintien d'une tension stable.

Habituellement, une génératrice produit un mélange de puissance « active » et de puissance « réactive », et on peut corriger l'équilibre entre les deux à court préavis pour s'adapter à une nouvelle situation. La puissance active, mesurée en watts, est la forme d'électricité qui fait fonctionner les équipements. La puissance réactive, une caractéristique des réseaux à CA, est mesurée en volts-ampères réactifs (VAr); c'est l'énergie fournie pour créer ou maintenir des champs électriques ou magnétiques à l'intérieur et autour des équipements électriques. La puissance réactive est particulièrement importante pour les équipements qui ont besoin de champs magnétiques pour produire du courant induit (p. ex., les moteurs, les transformateurs, les pompes et les climatiseurs). Les lignes de transport sont à la fois des consommatrices et des productrices de puissance réactive. À faibles charges, ce sont des productrices nettes, mais à fortes charges, ce sont d'énormes consommatrices. La consommation de puissance réactive de ces conducteurs ou appareils a tendance à abaisser la tension de transport, tandis que sa production (par les génératrices) ou son injection (d'appareils de stockage tels que des condensateurs) ont tendance à maintenir la tension. La puissance réactive peut se propager uniquement sur des distances relativement courtes et doit donc être fournie suivant les besoins par des génératrices ou des batteries de condensateurs situées près de la demande. S'il est impossible de fournir de la puissance réactive promptement et en quantité suffisante, la tension baisse et, dans les cas extrêmes, il peut y avoir un « affaissement de tension ».

peuvent fournir une puissance réactive essentielle sur une courte distance, comme on l'a vu plus haut) n'entraîne pas une baisse de tension tellement grande qu'elle en est dangereuse. Lorsque la tension baisse trop, elle finit par s'affaisser de façon incontrôlable, et les relais automatiques procèdent alors soit à un délestage soit à une mise hors circuit de génératrices pour éviter des dommages; 2) les limites de stabilité de la puissance (angle de puissance) qui sont fixées pour que, après un court-circuit ou la perte imprévue d'une ligne, d'un transformateur ou d'une génératrice, les charges et les génératrices desservies restent synchronisées. (N'oublions pas que toutes les génératrices et les charges d'une interconnexion doivent fonctionner à une fréquence commune de 60 Hz ou avoisinant ce chiffre de très près.) Un défaut de synchronisme par rapport à la fréquence commune signifie que les génératrices sont déphasées entre elles. Même un infime défaut de synchronisme peut endommager l'équipement de production. En cas de défaut extrême de synchronisme, le réseau peut se scinder en enclaves électriques distinctes; chaque enclave commence alors à maintenir sa propre fréquence, déterminée par l'équilibre entre l'électricité qu'elle produit et les charges de ses consommateurs.

5. Exploiter le réseau de manière à ce qu'il demeure dans un état stable même s'il survient un impondérable, tel que la perte d'une génératrice ou d'une installation de transport clé (le « critère N moins 1 »). Le principe d'organisation central d'une gestion fiable de l'électricité consiste à prévoir les impondérables. Les caractéristiques uniques de l'électricité font que les problèmes, lorsqu'ils surgissent, peuvent s'étendre et s'aggraver très rapidement si des dispositifs de protection appropriés ne sont pas en place. En conséquence, après des années d'expérience, l'industrie a mis au point une séquence de stratégies défensives de maintien de la fiabilité en se fondant sur l'hypothèse que l'équipement peut parfois avoir des défaillances à l'improviste, et qu'il en aura.

Ce principe signifie qu'il faut toujours exploiter le réseau de façon à ce qu'il demeure fiable (généralement à l'intérieur des seuils d'urgence pour le courant et la tension et des limites de stabilité établies) après la perte de la plus importante génératrice ou installation de transport (le « pire impondérable »); c'est ce qu'on appelle le « critère N-1 ». En d'autres termes, étant donné que la mise hors

circuit d'une génératrice ou d'une ligne peut survenir à n'importe quel moment à cause d'une défaillance aléatoire, il faut exploiter le réseau de façon préventive afin que la perte de la plus importante génératrice ou installation de transport ne compromette pas les autres installations du réseau en provoquant un dépassement des seuils d'urgence ou des limites de stabilité, ce qui donnerait lieu à des pannes en cascade.

De plus, lorsqu'il se produit effectivement un impondérable, les exploitants sont tenus de déterminer et d'évaluer sans tarder les pires impondérables qui pourraient encore arriver, compte tenu de la nouvelle situation, et de prendre promptement les mesures nécessaires pour que le réseau demeure opérationnel et sûr advenant l'apparition de l'un de ces impondérables. La politique d'exploitation du NERC exige que le réseau soit ramené dès que possible, et en 30 minutes ou moins, à la conformité aux limites normales et à un état où il pourra supporter à nouveau le pire impondérable sans dépasser les limites de température, de tension ou de stabilité. Actuellement, quelques parties du réseau pourraient continuer de fonctionner malgré la perte simultanée de deux installations ou plus (c.-à-d., « N-2 »). Cela peut être fait à titre, par exemple, de précaution supplémentaire pour protéger une zone métropolitaine densément peuplée ou lorsque des lignes reliées à un même ouvrage pourraient être mises hors service par un même événement, notamment si la foudre s'abattait à cet endroit.

6. Concevoir, planifier et conserver un réseau fiable. L'exploitation d'un réseau électrique fiable exige beaucoup plus qu'une surveillance et une gestion en temps réel. Conception, planification, entretien et analyse sont nécessaires pour que le réseau puisse être exploité de façon fiable sans dépasser les limites de sécurité. La planification à court terme permet d'organiser les activités de la journée et de la semaine à venir; la planification à long terme vise principalement à offrir des ressources de production et une capacité de transport adéquates pour que le réseau puisse supporter de graves impondérables sans subir des pannes en cascade étendues et incontrôlables.

L'entreprise de services publics qui fait affaire avec des revendeurs doit estimer les charges futures et, dans certains cas, prévoir des sources d'approvisionnement suffisantes et une infrastructure adéquate de transport et de distribution. Dans ses normes de planification, le NERC a défini une gamme d'impondérables et fixé des attentes correspondantes à l'égard de la performance du réseau pour plusieurs catégories d'événements possibles. Les types d'événements les plus probables dont la planification du réseau doit tenir compte sont répartis en trois catégories. Une quatrième catégorie englobe les « événements extrêmes » qui peuvent entraîner une perte substantielle de la production et des charges des consommateurs sur un vaste territoire. Les normes de planification du NERC portent aussi sur le maintien de la tension et de la puissance réactive, la surveillance des perturbations, le classement des installations, la modélisation et les données du réseau ainsi que sur la protection et le contrôle du réseau et sa remise en état.

7. Se préparer aux situations d'urgence. Les exploitants doivent prendre les mesures décrites ci-dessus pour planifier et exploiter un réseau électrique fiable, mais des situations d'urgence peuvent quand même se produire à cause de facteurs externes, tels que des phénomènes météorologiques violents, une erreur humaine ou une défaillance de l'équipement, qui débordent les critères de conception, de planification ou d'exploitation. Advenant l'un de ces événements rares, l'exploitant doit disposer de procédures d'urgence pour une gamme plausible de scénarios d'urgence. Il doit être formé pour reconnaître ces situations et prendre les mesures qui s'imposent. Pour faire face aux défaillances du réseau qui provoquent une panne, comme celle que l'on a connue le 14 août 2003, il faut disposer de procédures et de capacités pour utiliser des génératrices en mesure de redémarrer le réseau après une panne générale (sans source d'énergie extérieure) et coordonner les opérations de manière à ce que le réseau retrouve le plus vite possible un état normal et fiable.

Des organismes de fiabilité surveillent la fiabilité du réseau en Amérique du Nord

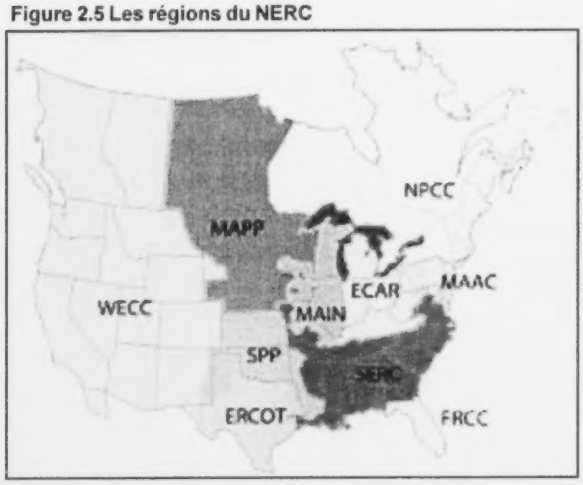
Le NERC est une entité non gouvernementale qui a pour mission de veiller à ce que le réseau de production-transport d'électricité de l'Amérique du Nord soit fiable, adéquat et sûr. L'organisme a été créé en 1968 suite à la panne qui a frappé le nord-est des États-Unis en 1965. Depuis sa création, le NERC est un organisme bénévole qui compte sur la réciprocité, la

pression des pairs et l'intérêt mutuel de toutes les parties concernées pour satisfaire aux exigences de fiabilité. Le NERC est régi par une commission indépendante.

Pour remplir sa mission, le NERC :

- fixe des normes de planification et d'exploitation fiable du réseau de production-transport d'électricité;
- surveille et évalue le respect des normes pour assurer la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité;
- fournit des ressources d'éducation et de sensibilisation pour favoriser la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité ;
- évalue et analyse la conformité et la performance du réseau de production-transport d'électricité et fait rapport sur la question;
- assure la coordination avec les conseils régionaux de fiabilité et d'autres organismes;
- coordonne la distribution des applications (outils), des données et des services nécessaires pour appuyer la planification et l'exploitation fiable du réseau de production-transport d'électricité;
- accrédite le personnel et les organismes de fiabilité du service;
- coordonne la protection de l'infrastructure essentielle du réseau de production-transport d'électricité;
- permet l'exploitation fiable du réseau de production-transport d'électricité interconnecté en facilitant l'échange et la coordination d'information entre les organismes de fiabilité du service.

Figure 2.5 Les régions du NERC



De récents changements dans l'industrie de l'électricité ont modifié nombre des mécanismes, incitatifs et responsabilités traditionnels des entités concernées par la fiabilité, à tel point que la formule facultative de respect des normes de fiabilité est généralement perçue comme ne répondant pas aux besoins actuels[2]. Le NERC et de nombreux autres organismes d'électricité, appuyés aux États-Unis par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), préconisent l'élaboration d'une nouvelle formule de conformité et de respect obligatoire des normes de fiabilité. Il faudra pour cela que les États-Unis adoptent une loi fédérale pour la création d'un nouvel organisme doté du pouvoir légal de faire respecter les normes de fiabilité par tous les participants au marché. Les autorités gouvernementales compétentes du Canada et du Mexique sont disposées à mettre en œuvre une mesure similaire, et certaines l'ont déjà fait. Entre-temps, le NERC incite au respect de ses normes de fiabilité par le moyen d'un accord conclu avec ses membres.

Les membres du NERC : dix conseils régionaux de fiabilité. (Voir à la figure 2.5 la carte montrant l'emplacement et les limites des zones de ces conseils.) Les conseils régionaux et le NERC acceptent dans leurs rangs tous les secteurs de l'industrie de l'électricité : entreprises privées de services publics; agences fédérales de l'énergie; coopératives rurales d'électricité; entreprises de services publics fédérales, municipales et provinciales; producteurs d'énergie indépendants; distributeurs d'électricité et abonnés. Collectivement, les membres des régions du NERC représentent pratiquement toute l'industrie de l'électricité distribuée aux États-Unis, au Canada et dans une partie de la Baja California Norte, au Mexique. Les dix conseils régionaux financent conjointement le NERC et adaptent les normes fixées par ce dernier aux besoins de leurs régions. La panne du 14 août a touché trois des conseils régionaux du NERC : le East Central Area Reliability Coordination Agreement (ECAR), le Mid-Atlantic Area Council (MAAC) et le Northeast Power Coordinating Council (NPCC).

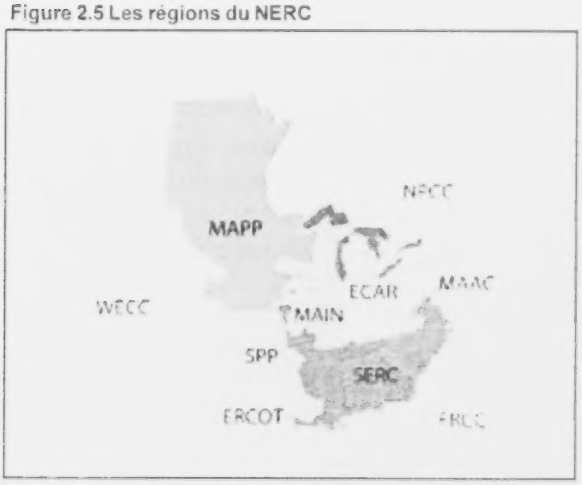
Les « zones de contrôle » sont les principales entités opérationnelles soumises aux normes de fiabilité du NERC et des conseils régionaux. Une zone de contrôle est une région géographique dans laquelle une seule entité, un exploitant indépendant de réseau (EIR) ou un exploitant régional de lignes de transport (ERT), équilibre la

pression des pairs et l'intérêt mutuel de toutes les parties concernées pour satisfaire aux exigences de fiabilité. Le NERC est régi par une commission indépendante.

Pour remplir sa mission, le NERC :

- fixe des normes de planification et d'exploitation fiable du réseau de production-transport d'électricité;
- surveille et évalue le respect des normes pour assurer la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité;
- fournit des ressources d'éducation et de sensibilisation pour favoriser la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité ;
- évalue et analyse la conformité et la performance du réseau de production-transport d'électricité et fait rapport sur la question;
- assure la coordination avec les conseils régionaux de fiabilité et d'autres organismes;
- coordonne la distribution des applications (outils), des données et des services nécessaires pour appuyer la planification et l'exploitation fiable du réseau de production-transport d'électricité;
- accrédite le personnel et les organismes de fiabilité du service;
- coordonne la protection de l'infrastructure essentielle du réseau de production-transport d'électricité;
- permet l'exploitation fiable du réseau de production-transport d'électricité interconnecté en facilitant l'échange et la coordination d'information entre les organismes de fiabilité du service.

Figure 2.5 Les régions du NERC



De récents changements dans l'industrie de l'électricité ont modifié nombre des mécanismes, incitatifs et responsabilités traditionnels des entités concernées par la fiabilité, à tel point que la formule facultative de respect des normes de fiabilité est généralement perçue comme ne répondant pas aux besoins actuels[2]. Le NERC et de nombreux autres organismes d'électricité, appuyés aux États-Unis par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), préconisent l'élaboration d'une nouvelle formule de conformité et de respect obligatoire des normes de fiabilité. Il faudra pour cela que les États-Unis adoptent une loi fédérale pour la création d'un nouvel organisme doté du pouvoir légal de faire respecter les normes de fiabilité par tous les participants au marché. Les autorités gouvernementales compétentes du Canada et du Mexique sont disposées à mettre en œuvre une mesure similaire, et certaines l'ont déjà fait. Entre-temps, le NERC incite au respect de ses normes de fiabilité par le moyen d'un accord conclu avec ses membres.

Les membres du NERC : dix conseils régionaux de fiabilité. (Voir à la figure 2.5 la carte montrant l'emplacement et les limites des zones de ces conseils.) Les conseils régionaux et le NERC acceptent dans leurs rangs tous les secteurs de l'industrie de l'électricité : entreprises privées de services publics; agences fédérales de l'énergie; coopératives rurales d'électricité; entreprises de services publics fédérales, municipales et provinciales; producteurs d'énergie indépendants; distributeurs d'électricité et abonnés. Collectivement, les membres des régions du NERC représentent pratiquement toute l'industrie de l'électricité distribuée aux États-Unis, au Canada et dans une partie de la Baja California Norte, au Mexique. Les dix conseils régionaux financent conjointement le NERC et adaptent les normes fixées par ce dernier aux besoins de leurs régions. La panne du 14 août a touché trois des conseils régionaux du NERC : le East Central Area Reliability Coordination Agreement (ECAR), le Mid-Atlantic Area Council (MAAC) et le Northeast Power Coordinating Council (NPCC).

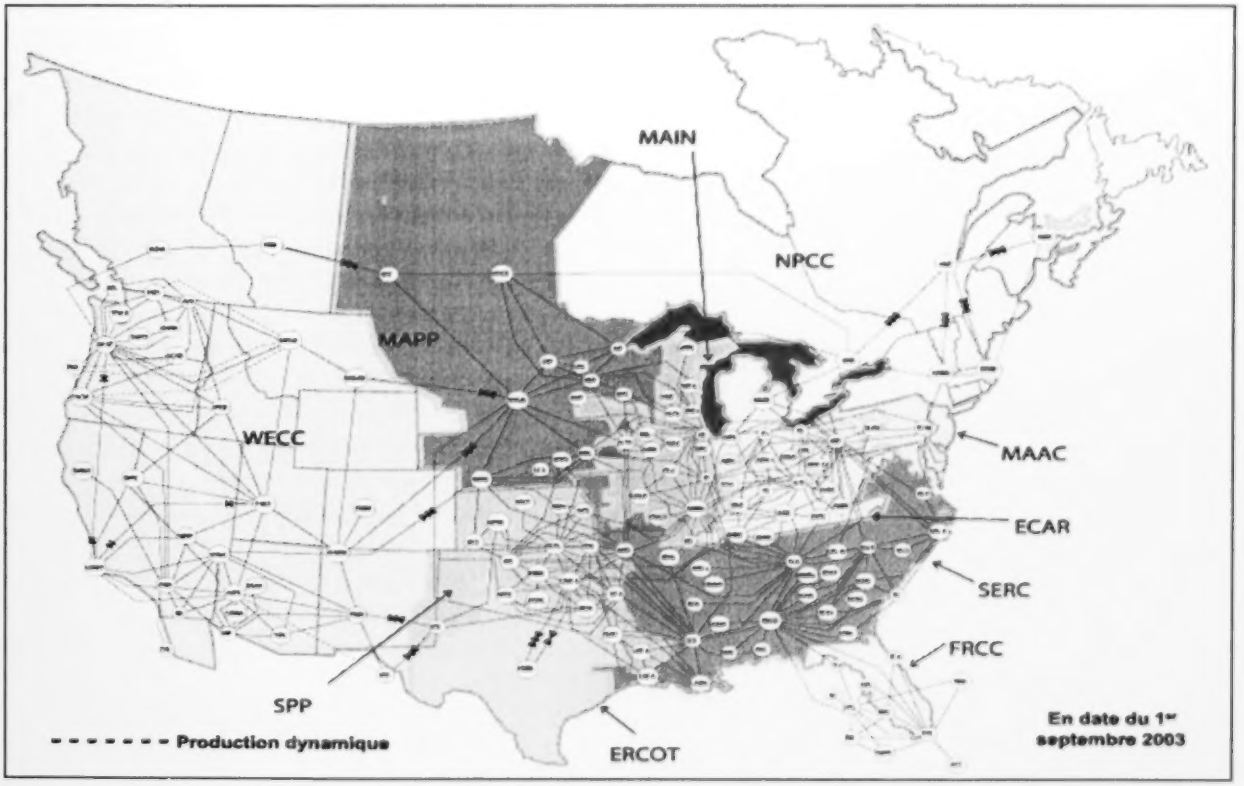
Les « zones de contrôle » sont les principales entités opérationnelles soumises aux normes de fiabilité du NERC et des conseils régionaux. Une zone de contrôle est une région géographique dans laquelle une seule entité, un exploitant indépendant de réseau (EIR) ou un exploitant régional de lignes de transport (ERT), équilibre la

production et les charges en temps réel pour assurer une exploitation fiable. Les zones de contrôle sont liées les unes aux autres par des interconnexions de transport. Elles contrôlent directement la production afin de maintenir l'échange d'électricité prévu avec les autres zones de contrôle. Elles fonctionnent aussi collectivement pour favoriser la fiabilité de leur interconnexion. Comme l'illustre la figure 2.6, on compte quelque 140 zones de contrôle en Amérique du Nord. Les postes de répartition de ces zones disposent de systèmes de surveillance et de contrôle sophistiqués, et du personnel est sur place 24 heures sur 24, 365 jours par année.

Les zones de contrôle étaient antérieurement délimitées en fonction des limites des zones des services publics et les activités étaient gérées en majeure partie par des entreprises de services publics verticalement intégrées qui possédaient et exploitaient les moyens de production, de transport et de distribution. Bien que ce soit encore le cas dans quelques zones, il y a eu une restructuration importante des fonctions d'exploitation et certaines zones de contrôle ont fusionné en entités régionales d'exploitation. La restructuration de l'industrie des services publics a mené à un dégroupage des activités de production, de transport et de distribution, de sorte que la propriété et l'exploitation de ces immobilisations ont été scindées fonctionnellement ou par la formation d'entités indépendantes appelées exploitant indépendant de réseau (EIR) ou exploitant régional de lignes de transport (ERT).

- La FERC a autorisé les EIR et les ERT à appliquer des parties de la *Energy Policy Act* de 1992 ainsi que les directives d'orientation qu'elle a publiées par la suite.
- Les fonctions premières des EIR et des ERT sont de gérer en temps réel, 24 heures à l'avance, la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité et l'activité des marchés de gros de l'électricité à l'intérieur de leur territoire.
- Les EIR et les ERT ne possèdent pas de biens de transport; ils exploitent ceux de leurs membres ou en dirigent l'exploitation.

Figure 2.6 Zones de contrôle et régions du NERC



- Les EIR et les ERT peuvent être eux-mêmes des zones de contrôle ou englober plus d'une zone de contrôle.
- Les EIR et les ERT peuvent aussi être des coordonnateurs de la fiabilité du NERC, tel que décrit ci-dessous.

Cinq ERT ou EIR se trouvent dans la zone qui a été directement touchée par la panne du 14 août.
Les voici :

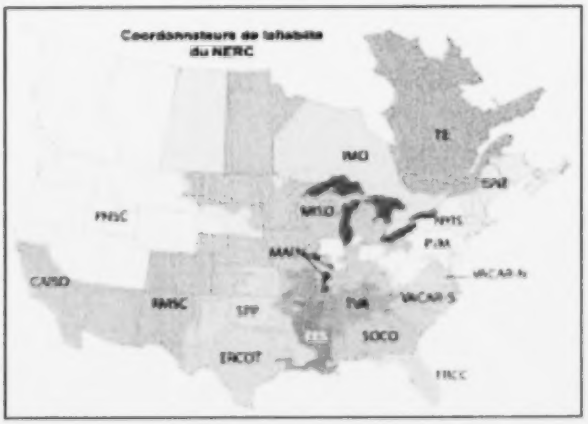
- Midwest Independent System Operator (MISO)
- PJM Interconnection (PJM)
- New York Independent System Operator (NYISO)
- New England Independent System Operator (ISO-NE)
- Ontario Independent Market Operator (IMO)

Les coordonnateurs de la fiabilité assurent la surveillance de la fiabilité sur un vaste territoire. Ils préparent des évaluations de fiabilité, donnent leur avis sur la fiabilité d'une grande région et coordonnent les mesures d'urgence en temps réel pour une ou plusieurs zones de contrôle. Ils ne participent pas au marché en gros ou de détail. On compte à l'heure actuelle 18 coordonnateurs de la fiabilité en Amérique du Nord. La figure 2.7 montre l'emplacement et les frontières de leurs zones respectives.

Principales parties touchées avant la cascade de pannes du 14 août

Les événements qui ont déclenché la panne sont survenus dans deux zones de contrôle, à savoir celles de la

Figure 2.7 Coordonnateurs de la fiabilité du NERC



FirstEnergy (FE) et de la American Electric Power (AEP), auxquelles s'ajoutent leurs coordonnateurs de la fiabilité respectifs, MISO et PJM (Voir les figures 2.7. et 2.8.). On trouvera une description de ces organismes et de leurs responsabilités en matière de fiabilité dans cette dernière sous-section.

1. La FirstEnergy exploite une zone de contrôle dans le nord de l'Ohio. La FirstEnergy (FE) est formée de sept sociétés exploitantes de services d'électricité. Quatre de ces sociétés, l'Ohio Edison, la Toledo Edison, The Illuminating Company et la Penn Power, sont exploitées dans la région d'ECAR du NERC, et le MISO est leur coordonnateur de la fiabilité. Elles fonctionnent maintenant comme une seule zone de contrôle intégrée gérée par FE[3].

2. La American Electric Power (AEP) exploite une zone de contrôle en Ohio, juste au sud de celle de la FE. L'AEP est à la fois un exploitant de lignes de transport et un exploitant de zone de contrôle.

3. Le Midwest Independent System Operator (MISO) est le coordonnateur de la fiabilité de la FirstEnergy. Le MISO est le coordonnateur de la fiabilité d'une région de plus d'un million de milles carrés, qui s'étend du Manitoba au Canada, au nord, jusqu'au Kentucky, au sud, et du Montana, à l'ouest, jusqu'à l'ouest de la Pennsylvanie, à l'est. La coordination de la fiabilité est confiée à deux bureaux, l'un situé au Minnesota et l'autre, au siège social du MISO, en Indiana. Dans

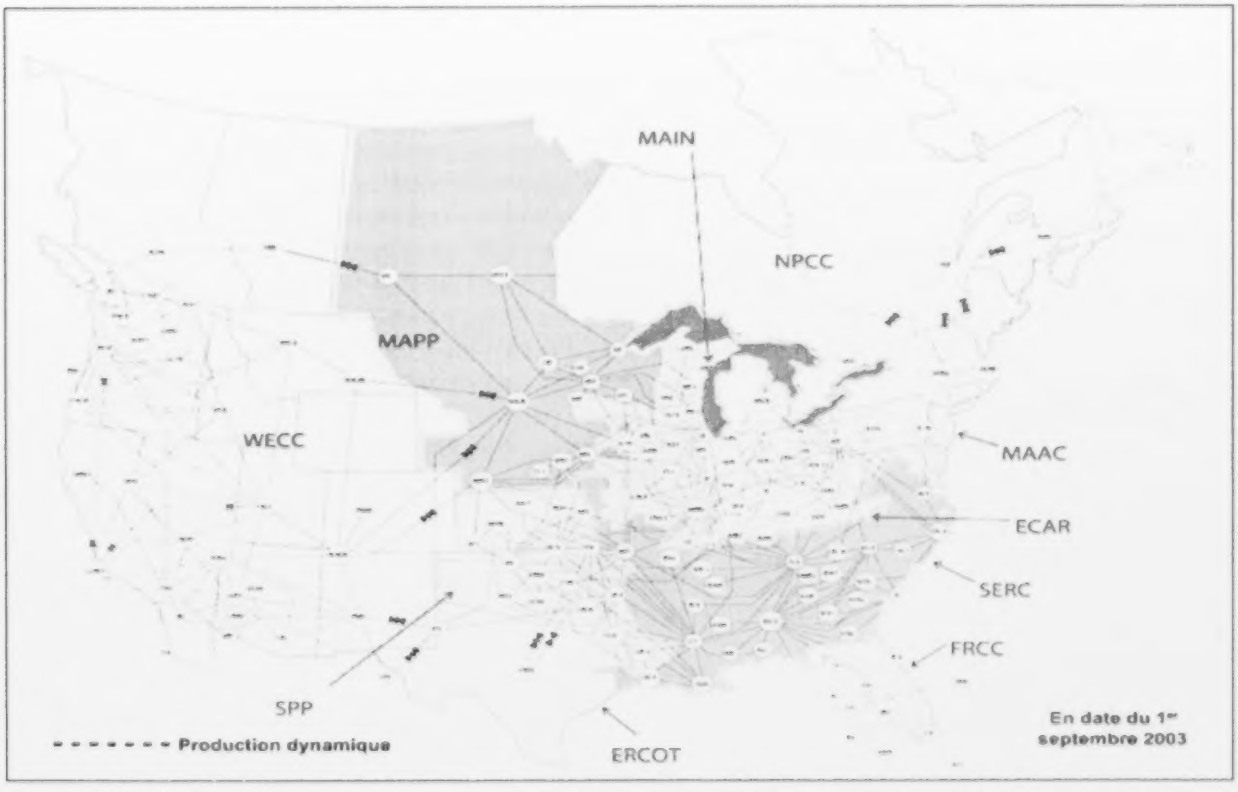
Figure 2.8 Coordonnateurs de la fiabilité et zones de contrôle en Ohio et dans les états voisins

production et les charges en temps réel pour assurer une exploitation fiable. Les zones de contrôle sont liées les unes aux autres par des interconnexions de transport. Elles contrôlent directement la production afin de maintenir l'échange d'électricité prévu avec les autres zones de contrôle. Elles fonctionnent aussi collectivement pour favoriser la fiabilité de leur interconnexion. Comme l'illustre la figure 2.6, on compte quelque 140 zones de contrôle en Amérique du Nord. Les postes de répartition de ces zones disposent de systèmes de surveillance et de contrôle sophistiqués, et du personnel est sur place 24 heures sur 24, 365 jours par année.

Les zones de contrôle étaient antérieurement délimitées en fonction des limites des zones des services publics et les activités étaient gérées en majeure partie par des entreprises de services publics verticalement intégrées qui possédaient et exploitaient les moyens de production, de transport et de distribution. Bien que ce soit encore le cas dans quelques zones, il y a eu une restructuration importante des fonctions d'exploitation et certaines zones de contrôle ont fusionné en entités régionales d'exploitation. La restructuration de l'industrie des services publics a mené à un dégroupage des activités de production, de transport et de distribution, de sorte que la propriété et l'exploitation de ces immobilisations ont été scindées fonctionnellement ou par la formation d'entités indépendantes appelées exploitant indépendant de réseau (EIR) ou exploitant régional de lignes de transport (ERT).

- La FERC a autorisé les EIR et les ERT à appliquer des parties de la *Energy Policy Act* de 1992 ainsi que les directives d'orientation qu'elle a publiées par la suite.
- Les fonctions premières des EIR et des ERT sont de gérer en temps réel, 24 heures à l'avance, la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité et l'activité des marchés de gros de l'électricité à l'intérieur de leur territoire.
- Les EIR et les ERT ne possèdent pas de biens de transport; ils exploitent ceux de leurs membres ou en dirigent l'exploitation.

Figure 2.6 Zones de contrôle et régions du NERC



- Les EIR et les ERT peuvent être eux-mêmes des zones de contrôle ou englober plus d'une zone de contrôle.
- Les EIR et les ERT peuvent aussi être des coordonnateurs de la fiabilité du NERC, tel que décrit ci-dessous.

Cinq ERT ou EIR se trouvent dans la zone qui a été directement touchée par la panne du 14 août. Les voici :

- Midwest Independent System Operator (MISO)
- PJM Interconnection (PJM)
- New York Independent System Operator (NYISO)
- New England Independent System Operator (ISO-NE)
- Ontario Independent Market Operator (IMO)

Les coordonnateurs de la fiabilité assurent la surveillance de la fiabilité sur un vaste territoire. Ils préparent des évaluations de fiabilité, donnent leur avis sur la fiabilité d'une grande région et coordonnent les mesures d'urgence en temps réel pour une ou plusieurs zones de contrôle. Ils ne participent pas au marché en gros ou de détail. On compte à l'heure actuelle 18 coordonnateurs de la fiabilité en Amérique du Nord. La figure 2.7 montre l'emplacement et les frontières de leurs zones respectives.

Principales parties touchées avant la cascade de pannes du 14 août

Les événements qui ont déclenché la panne sont survenus dans deux zones de contrôle, à savoir celles de la

Figure 2.7 Coordonnateurs de la fiabilité du NERC

FirstEnergy (FE) et de la American Electric Power (AEP), auxquelles s'ajoutent leurs coordonnateurs de la fiabilité respectifs, MISO et PJM (Voir les figures 2.7. et 2.8.). On trouvera une description de ces organismes et de leurs responsabilités en matière de fiabilité dans cette dernière sous-section.

1. La FirstEnergy exploite une zone de contrôle dans le nord de l'Ohio. La FirstEnergy (FE) est formée de sept sociétés exploitantes de services d'électricité. Quatre de ces sociétés, l'Ohio Edison, la Toledo Edison, The Illuminating Company et la Penn Power, sont exploitées dans la région d'ECAR du NERC, et le MISO est leur coordonnateur de la fiabilité. Elles fonctionnent maintenant comme une seule zone de contrôle intégrée gérée par FE[3].

2. La American Electric Power (AEP) exploite une zone de contrôle en Ohio, juste au sud de celle de la FE. L'AEP est à la fois un exploitant de lignes de transport et un exploitant de zone de contrôle.

3. Le Midwest Independent System Operator (MISO) est le coordonnateur de la fiabilité de la FirstEnergy. Le MISO est le coordonnateur de la fiabilité d'une région de plus d'un million de milles carrés, qui s'étend du Manitoba au Canada, au nord, jusqu'au Kentucky, au sud, et du Montana, à l'ouest, jusqu'à l'ouest de la Pennsylvanie, à l'est. La coordination de la fiabilité est confiée à deux bureaux, l'un situé au Minnesota et l'autre, au siège social du MISO, en Indiana. Dans

Figure 2.8 Coordonnateurs de la fiabilité et zones de contrôle en Ohio et dans les états voisins

l'ensemble, le MISO assure la coordination de la fiabilité de 37 zones de contrôle, dont la plupart sont membres du MISO.

4. PJM est le coordonnateur de la fiabilité de l'AEP. PJM est un des premiers EIR qui a été formé après les arrêtés 888 et 889 du FERC, mais il avait été créé en tant que groupe d'échange d'énergie régional en 1935. PJM a récemment étendu son territoire pour englober les zones de contrôle et les exploitants de lignes de transport MAIN et ECAR (PJM-West). Il s'acquitte de ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité de différentes façons, selon les zones de contrôle concernées. Pour ce qui est de PJM-East, il est à la fois la zone de contrôle et le coordonnateur de la fiabilité de dix entreprises de services publics dont le réseau de transport englobe la région du Mid-Atlantic qui comprend le New Jersey, la majeure partie de la Pennsylvanie, le Delaware, le Maryland, la Virginie occidentale, l'Ohio, la Virginie et le district fédéral de Columbia. L'installation de PJM-West est le coordonnateur de la fiabilité de cinq zones de contrôle (AEP, Commonwealth Edison, Duquesne Light, Dayton Power and Light et Ohio Valley Electric Cooperative) et

Complexités institutionnelles et fiabilité dans le Midwest

Les dispositions institutionnelles prises pour assurer la fiabilité dans le Midwest sont beaucoup plus complexes qu'elles ne le sont dans le Nord-Est - le territoire desservi par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) et le Mid-Atlantic Area Council (MAAC). Deux grandes raisons expliquent cette complexité. La première est que, dans les régions du NPCC et du MAAC, l'exploitant indépendant de réseau (EIR) est aussi le seul exploitant de la zone de contrôle pour chacun des réseaux membres. En comparaison, le MISO assure la coordination de la fiabilité de 35 zones de contrôle dans les régions d'ECAR, de MAIN et de MAPP et de deux autres zones dans la région de SPP, tandis que PJM assure la coordination de la fiabilité de huit zones de contrôle dans les régions d'ECAR et de MAIN (plus une région du MAAC). (Voir le tableau ci-dessous.) Cela se traduit par 18 interfaces de zones de contrôle sur le territoire de PJM et de MISO.

La seconde raison est que MISO a moins de pouvoir en matière de fiabilité sur les membres de sa zone de contrôle que PJM n'en a sur ceux de la zone de contrôle du MAAC. Il est permis de penser que ce manque de pouvoir rend les activités de fiabilité quotidiennes plus difficiles. À noter toutefois que : 1) le pouvoir de la FERC d'exiger que le MISO ait plus de pouvoir sur ses membres est limité; 2) avant d'approuver le MISO, la FERC a demandé au NERC une évaluation en bonne et due forme pour savoir si la fiabilité pourrait être assurée en vertu des dispositions proposées par le MISO et PJM. Après avoir examiné les plans de coordination de la fiabilité proposés pour PJM et le MISO et entre les deux organismes, le NERC a répondu par l'affirmative, mais à titre provisoire. En novembre et en décembre 2002, le NERC a procédé à des vérifications des plans de fiabilité de MISO et de PJM, mais on n'a pas encore donné pleinement suite à certaines des recommandations formulées par les vérificateurs. La pertinence des plans et leur mise en œuvre sans modification font partie des points examinés dans l'enquête en cours du NERC.

de trois zones de contrôle limitées à la production (centrale de Duke Energy dans le comté de Washington, en Ohio, centrale Duke du comté de Lawrence/Hanging Rock, en Ohio, et centrale Buchanan d'Allegheny Energy, en Virginie occidentale).

Responsabilités en matière de fiabilité des exploitants des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité

1. **Les exploitants des zones de contrôle assument la responsabilité première de la fiabilité.** Voici leurs responsabilités les plus importantes dans le contexte du présent rapport :

> **Critère N-1.** Politique d'exploitation du NERC nº 2.A.- Activités de transport :
>
> « Toutes les ZONES DE CONTRÔLE doivent fonctionner de façon à ce que l'impondérable le plus grave ne puisse provoquer l'instabilité du réseau, un sectionnement incontrôlable ou des pannes en cascade. » (traduction)

Préparatifs d'urgence et intervention d'urgence : Politique d'exploitation du NERC nº 5. - Mesures d'urgence, critère général :

> « Chaque réseau et chaque ZONE DE CONTRÔLE doivent prendre promptement les mesures appropriées pour remédier aux situations anormales qui mettent en péril la fiabilité des activités d'interconnexion. » (traduction)
>
> « Chaque réseau, chaque ZONE DE CONTRÔLE et chaque région doivent élaborer un programme de délestage manuel et automatique leur permettant de stopper une baisse de la fréquence ou de la tension susceptible de provoquer une défaillance incontrôlable des composants de l'interconnexion. » (traduction)
>
> Politique d'exploitation du NERC nº 5.A. - Coordination avec d'autres réseaux :
>
> « Le réseau, la ZONE DE CONTRÔLE ou le groupe d'échange d'énergie qui font face ou prévoient faire face à un impondérable opérationnel doivent communiquer leur état présent et futur aux réseaux, aux ZONES DE CONTRÔLE ou aux groupes d'échange d'énergie voisins ainsi qu'à l'ensemble de l'interconnexion. [...] Un réseau doit informer les autres réseaux [...] chaque fois [...] qu'il surcharge d'autres réseaux ou réduit la fiabilité de l'interconnexion [...] [ou chaque fois] que la charge des lignes du réseau et les valeurs de tension et de puissance réactive sont telles qu'un seul impondérable pourrait menacer la fiabilité de l'interconnexion. » (traduction)
>
> Politique d'exploitation du NERC nº 5.C. - Réseau de transport de relève :
>
> « En prenant des mesures pour corriger le dépassement d'un SEUIL DE SÉCURITÉ OPÉRATIONNEL, on ne doit pas imposer un stress inacceptable à l'équipement interne de production ou de transport, réduire la fiabilité du réseau au-delà des limites acceptables ou imposer indûment une demande de tension ou de charge réactive aux réseaux voisins. Si tous les autres moyens échouent, les mesures correctives peuvent exiger la réduction des charges. » (traduction)

Employés d'exploitation et formation : Politique d'exploitation du NERC nº 8.B. - Formation :

> « Chaque RESPONSABLE D'EXPLOITATION doit périodiquement simuler des situations d'urgence. Les scénarios mis en pratique doivent représenter diverses situations et urgences opérationnelles. » (traduction)

2. On demande aux **coordonnateurs de la fiabilité,** tels que le MISO et PJM, de se conformer à tous les aspects des politiques d'exploitation du NERC, en particulier la politique nº 9, Procédures à l'intention des coordonnateurs de la fiabilité, et ses annexes. Voici quelques-unes des principales exigences :

> Politique d'exploitation du NERC nº 9, Critères à l'intention des coordonnateurs de la fiabilité, 5.2 :

Avoir « une capacité de surveillance minutieuse de la

ZONE DE FIABILITÉ et une capacité de surveillance suffisante des ZONES DE FIABILITÉ voisines afin de pouvoir reconnaître les violations possibles des consignes de sécurité. » (traduction)

Politique d'exploitation du NERC n° 9, Fonctions des coordonnateurs de la fiabilité, 1.7 :

« Surveiller les paramètres qui peuvent avoir, à l'intérieur de la ZONE DE FIABILITÉ et pour les ZONES DE FIABILITÉ voisines, des conséquences importantes sur [...] l'échange avec d'autres COORDONNATEURS DE LA FIABILITÉ d'information relative à des situations opérationnelles critiques potentielles, prévues ou réelles qui pourraient avoir des conséquences néfastes pour d'autres ZONES DE FIABILITÉ. Le COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ coordonnera avec d'autres COORDONNATEURS DE LA FIABILITÉ ET D'AUTRES ZONES DE CONTRÔLE, selon les besoins, l'élaboration des plans nécessaires pour limiter les conséquences néfastes des situations opérationnelles critiques potentielles, prévues ou réelles ». (traduction)

Politique d'exploitation du NERC n° 9, Fonctions des coordonnateurs de la fiabilité, 6 :

« Procéder à des évaluations de la sécurité et exécuter des programmes de surveillance pour évaluer les situations d'urgence. Les évaluations doivent être réalisées en temps réel et, en ce qui concerne l'horizon de planification opérationnelle au niveau de la ZONE DE CONTRÔLE, tous les problèmes cernés doivent être communiqués au COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ. Le COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ doit s'assurer que la ZONE DE CONTRÔLE, LA ZONE DE FIABILITÉ et les limites régionales sont suffisamment modélisées pour déceler tout problème qui traverse ces limites ». (traduction)

Qu'est-ce qui constitue une urgence opérationnelle?

Une urgence opérationnelle se produit lorsque les ressources normalement disponibles ne permettent pas de remédier à une situation qui ne peut être maintenue. Selon la définition qu'en donne le manuel d'utilisation du NERC, une « urgence capacité » survient lorsque la capacité de production d'un réseau ou d'un groupe d'échange, ainsi que les achats en ferme des autres réseaux, ne suffisent pas à satisfaire à la demande et aux exigences de la réglementation, compte tenu de la capacité de véhiculer l'énergie. Une « urgence énergie » a lieu lorsque l'entité qui fournit des charges a épuisé toutes ses ressources et n'est plus en mesure de répondre à la demande d'énergie de ses clients. Une urgence transport survient quand « les charges des lignes et les valeurs de tension et de puissance réactive d'un réseau sont telles qu'un seul impondérable pourrait menacer la fiabilité de l'interconnexion. » Les opérateurs et les répartiteurs de la salle de contrôle ont une grande marge de manœuvre pour déterminer le moment où il faut décréter une situation d'urgence. (voir page 75, chapitre 4, pour plus de détails).

[1] La province de Québec, même si l'on considère qu'elle appartient à l'Interconnexion de l'Est, est connectée à celle-ci principalement par des jonctions à CC. Lors de la panne, ces jonctions ont fait office de tampons entre différentes parties de l'Interconnexion de l'Est, et les perturbations transitoires se propagent moins facilement dans les parties protégées par ces tampons. Par conséquent, le réseau électrique du Québec n'a pas été touché par la panne de courant, sauf pour une petite partie de la charge de la province qui est directement connectée à l'Ontario par des lignes à CA. (Bien que les jonctions à CC puissent tenir lieu de tampons entre les réseaux, elles sont en revanche incapables de maintenir instantanément la production en cas de perte imprévue d'une génératrice.)

[2] Consulter, notamment, *Maintaining Reliability in a Competitive Electric Industry* (1998), un rapport présenté au secrétaire américain à l'Énergie par le Task force on Electric Systems Reliability; *National Energy Policy* (2001), un rapport présenté au président des États-Unis par le National Energy Policy Development Group, p. 7-6; et *National Transmission Grid Study* (2002), une étude publiée par le département américain de l'Énergie, p. 46–48.

[3] Les trois autres sociétés de la FE, Penelec, Met-Ed et Jersey Central Power & Light, sont situées dans la région de MAAC du NERC et ont PJM comme coordonnateur de la fiabilité. Le rapport met l'accent sur la partie de la FE se trouvant dans la région de fiabilité d'ECAR, dans le territoire du coordonnateur de la fiabilité MISO.

3. État du réseau électrique du Nord-Est avant le déclenchement de la séquence de la panne

Résumé

Ce chapitre a pour objet d'examiner l'état de la partie nord-est de l'Interconnexion de l'Est, les jours ayant précédé le 14 août 2003, et jusqu'à 15 h 5 HAE le 14 août, en vue de déterminer si les conditions étaient en quelque sorte inhabituelles et pouvaient avoir contribué au déclenchement de la panne. Les enquêteurs du Groupe de travail ont constaté qu'à 15 h 5 HAE, juste avant le déclenchement (mise à l'arrêt automatique) de la ligne de transport à 345 kV Harding–Chamberlin de la FirstEnergy (FE), le réseau pouvait continuer de fonctionner en toute fiabilité, malgré quelque 800 impondérables, y compris la perte de la ligne Harding–Chamberlin. À ce moment, l'exploitation du réseau s'approchait des limites prescrites (mais sans les dépasser) et demeurait conforme aux politiques d'exploitation du NERC.

Le fait que le système ait alors été en état d'exploitation fiable s'avère extrêmement important pour comprendre les causes de la panne. Cela signifie qu'aucune des conditions électriques du réseau, avant 15 h 5, n'a directement provoqué la panne. Cette constatation élimine de nombreuses causes possibles de la panne, séparément ou par un effet combiné, y compris :

- propagations de courants élevés vers le Canada;
- variations de la fréquence réseau;
- faibles tensions au cours de la journée ou les jours précédents;
- faible production de puissance réactive des PÉI;
- non-disponibilité de certaines génératrices ou lignes de transport.

Il est important de préciser que le fait d'établir si les conditions étaient normales ou inhabituelles le ou avant le 14 août n'a aucune incidence directe sur les responsabilités et les mesures attendues des organisateurs et des exploitants chargés de veiller à la fiabilité du réseau électrique. Comme on le décrit au chapitre 2, l'industrie de l'électricité a élaboré et codifié un ensemble de normes et de procédures de fiabilité qui se renforcent les unes les autres, pour permettre aux exploitants de réseau de faire face aux imprévus. Ces normes et ces procédures reposent sur l'hypothèse de base selon laquelle des éléments du réseau électrique tomberont en panne ou ne seront plus disponibles, cela de façon imprévisible. Une saine gestion de la fiabilité vise à faire en sorte que le réseau continue de fonctionner en toute sécurité après la perte imprévue d'un élément clé (y compris une génératrice principale ou une installation de transport clé). Ces méthodes ont pour but d'assurer le maintien d'un réseau fonctionnel et fiable, peu importe si les conditions d'exploitation réelles sont normales. Selon un principe élémentaire de gestion de la fiabilité, « les exploitants doivent faire fonctionner le système qu'ils ont devant eux », sans condition.

Du point de vue de la planification une journée à l'avance, cela consiste à évaluer et à adapter au besoin le profil de production envisagé (transactions d'électricité prévues) pour modifier les débits de transport, de sorte que, si une installation clé est perdue, les exploitants puissent tout de même ajuster le réseau résiduel et l'exploiter en toute sécurité. Du point de vue de l'exploitation en temps réel, cela signifie que l'on doit toujours exploiter le réseau de manière qu'il puisse résister à la perte de n'importe quelle installation particulière, et continuer d'être conforme aux limites thermiques, de tension et de stabilité. En cas de perte imprévue d'une installation, les exploitants du réseau doivent déterminer s'il y a lieu de modifier le fonctionnement de manière que le reste du réseau puisse résister à la perte d'un autre élément clé, et continuer de fonctionner à l'intérieur

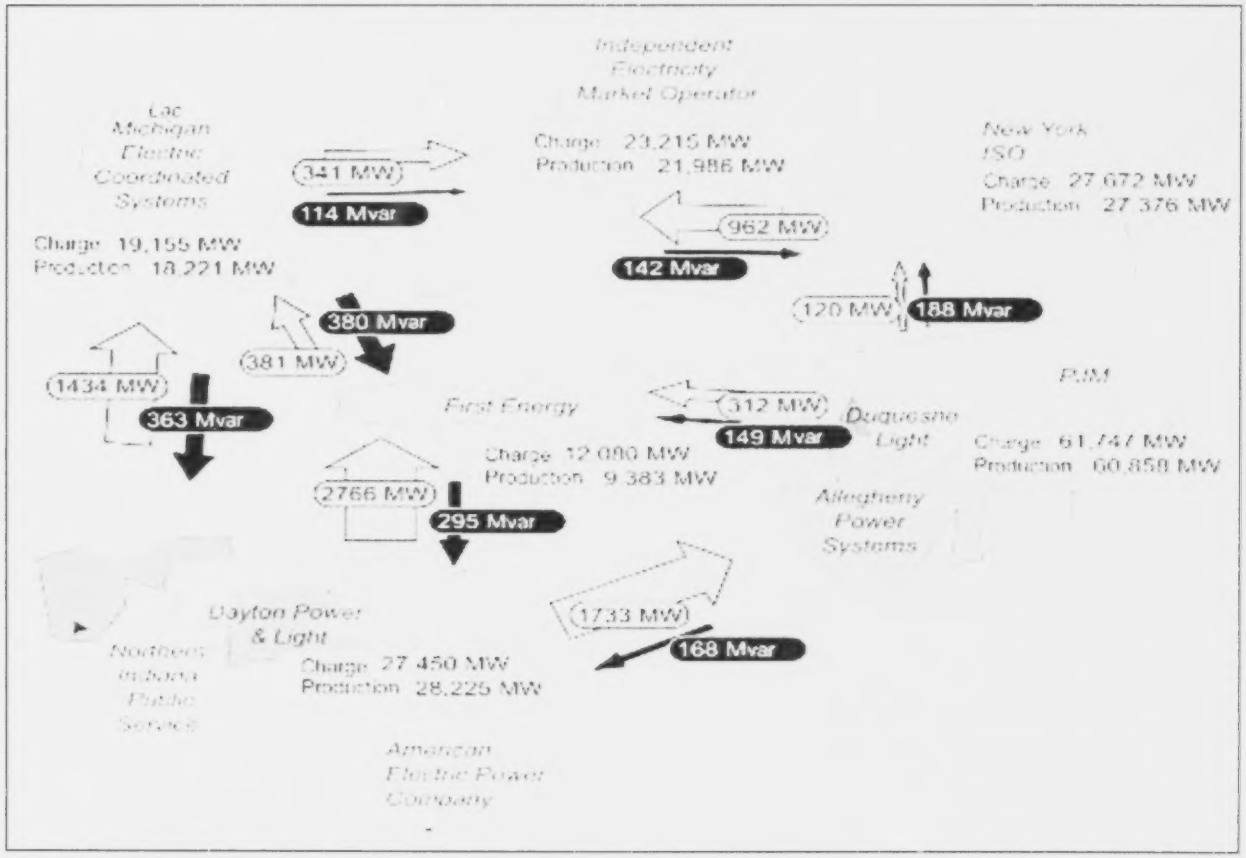
des limites de sécurité. Ils peuvent notamment régler les débits des génératrices, suspendre des transactions d'électricité et, au besoin, délester la charge interruptible et ferme des consommateurs – c.-à-d. déconnecter temporairement certains clients et, aux endroits qui conviennent, réduire la demande d'électricité à un niveau correspondant à ce que le système est alors en mesure de fournir en toute sécurité.

Demandes d'électricité le 14 août

Le 14 août, les températures étaient supérieures à la normale dans toute la région nord-est des États-Unis et dans l'est du Canada. Les demandes d'électricité étaient donc élevées en raison des fortes charges de climatisation caractéristiques des journées chaudes du mois d'août, mais pas inhabituelles. Les exploitants de réseau avaient réussi à gérer des demandes élevées

Figure 3.1 Températures d'août 2003 dans le nord-est des É.-U. et l'est du Canada

Figure 3.2 Production, demande et propagation interrégionale du courant le 14 août à 15 h 5 HAE



des limites de sécurité. Ils peuvent notamment régler les débits des génératrices, suspendre des transactions d'électricité et, au besoin, délester la charge interruptible et ferme des consommateurs – c.-à-d. déconnecter temporairement certains clients et, aux endroits qui conviennent, réduire la demande d'électricité à un niveau correspondant à ce que le système est alors en mesure de fournir en toute sécurité.

Demandes d'électricité le 14 août

Le 14 août, les températures étaient supérieures à la normale dans toute la région nord-est des États-Unis et dans l'est du Canada. Les demandes d'électricité étaient donc élevées en raison des fortes charges de climatisation caractéristiques des journées chaudes du mois d'août, mais pas inhabituelles. Les exploitants de réseau avaient réussi à gérer des demandes élevées

Figure 3.1 Températures d'août 2003 dans le nord-est des É.-U. et l'est du Canada

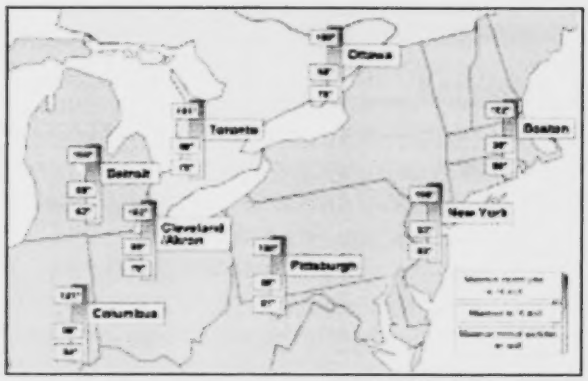
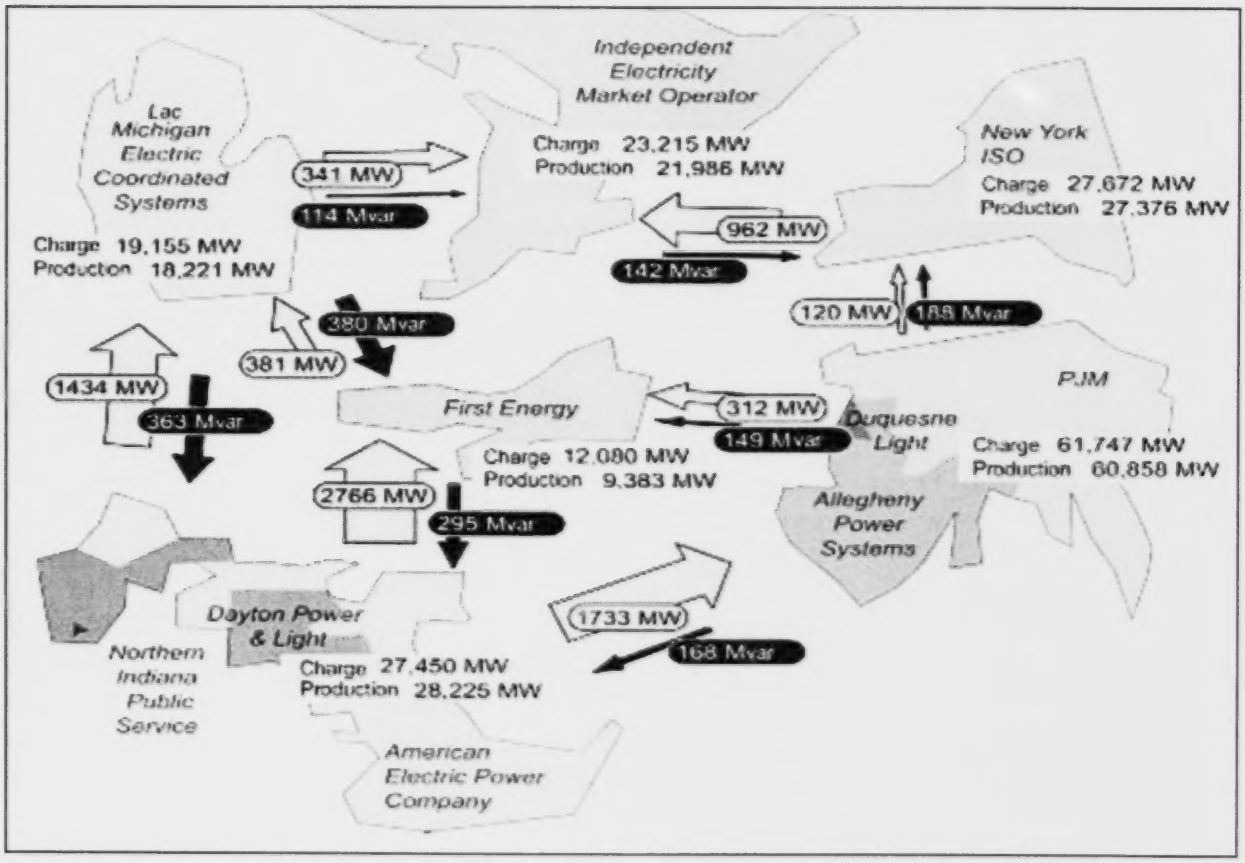


Figure 3.2 Production, demande et propagation interrégionale du courant le 14 août à 15 h 5 HAE



plus tôt au cours de l'été et des années précédentes. Les demandes de pointe d'électricité constatées partout dans la région, le 14 août, étaient inférieures aux demandes de pointe enregistrées plus tôt au cours de l'été 2003 (figure 3.1).

Profils de propagation du courant

Le 14 août, la propagation du courant était élevée dans la région de l'ECAR en raison d'importants transferts de puissance en provenance du sud (Tennessee, Kentucky, Missouri, etc.) et de l'ouest (Wisconsin, Minnesota, Illinois, etc.) vers le nord (Ohio, Michigan et Ontario) et l'est (New York). Une bonne partie de ce courant était destiné au nord de l'Ohio, au Michigan, à la PJM et à l'Ontario (figure 3.2).

Ces transferts, bien qu'importants, n'étaient pas supérieurs aux niveaux antérieurs, ni dans des directions inusitées (figure 3.3). Le niveau des importations en Ontario le 14 août était élevé sans être inhabituel, et très conforme à la capacité d'importation de l'IMO. L'IMO de l'Ontario importe souvent de l'électricité, selon la disponibilité et le prix de la production en Ontario. Elle avait importé des quantités d'électricité, semblables et supérieures, à plusieurs reprises au cours des étés 2002 et 2003.

Fréquence réseau

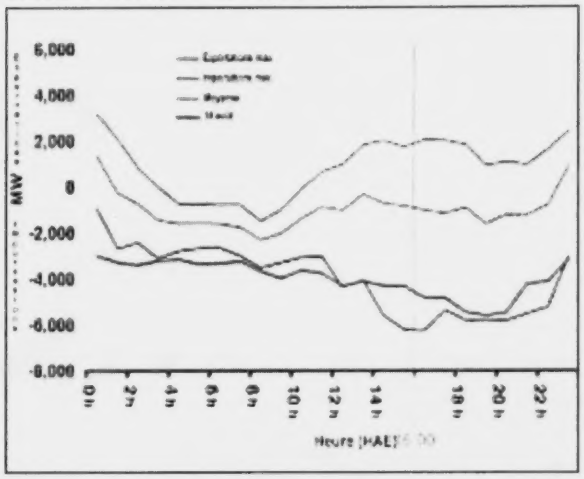
Le 14 août, avant 15 h 5 HAE, la fréquence réseau de l'interconnexion de l'Est était légèrement plus variable qu'elle ne l'avait été plus récemment, mais elle demeurait dans les limites des conditions de sécurité décrites dans les politiques d'exploitation du NERC. Les variations de fréquence réseau ne sont donc pas une cause du déclenchement de la panne. Cependant, au début de la cascade, les oscillations considérables de fréquence induites sont devenues un important mode de propagation de la panne dans une région importante (figure 3.4).

Dans des conditions stables, la fréquence réseau est la même, à un moment donné, dans l'ensemble d'un réseau interconnecté. La fréquence réseau varie toutefois d'un moment à l'autre, en fonction de l'équilibre à la seconde près entre la production globale et la demande globale dans l'ensemble de l'interconnexion. La fréquence réseau fait l'objet d'une surveillance continue.

Gestion de la fréquence

Chaque zone de contrôle est chargée d'assurer un équilibre entre sa production et la demande. En cas de sous-fréquence persistante, au moins une zone de contrôle quelque part « s'appuie sur le réseau », c'est-à-dire qu'elle absorbe une part non prévue d'électricité du réseau, ce qui a pour effet à la fois d'abaisser la fréquence réseau et de créer des propagations de courant imprévues. En pratique, il y a couramment des écarts mineurs au niveau des zones de contrôle; il est très difficile de conserver un équilibre exact entre la production et la demande. C'est pourquoi le NERC a établi des règles d'exploitation qui précisent les écarts maximums permissibles et interdisent les écarts persistants, mais non les écarts instantanés. Le NERC surveille le rendement des zones de contrôle au moyen de mesures précises de contrôle du rendement qui indiquent la manière dont chaque zone de contrôle fait correspondre sa charge et sa production.

Figure 3.3 Importations et exportations dans la région central du nort-est - Été 2003 par rapport au 14 août 2003



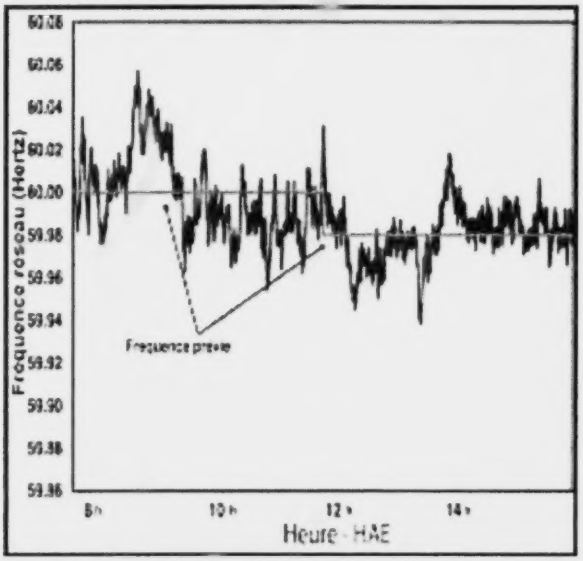
Nota : *la région considérée inclut la zone de l'ECAR, l'interconnexion PJM, l'Ontario et l'état de New York, mais en excluant les importations provenant des Maritimes, d'ISO-New England ou d'Hydro-Québec.*

Installations de production non disponibles le 14 août

Plusieurs génératrices clés de la région étaient hors service le 14 août. Quel que soit le jour, une certaine capacité de production et de transport n'est pas disponible; certaines installations sont hors service pour cause d'entretien périodique tandis que d'autres le sont en raison d'une panne imprévue et doivent être réparées. La journée du 14 août 2003 ne faisait pas exception (tableau 3.1).

Les génératrices qui n'étaient pas disponibles le 14 août fournissent une puissance réelle et réactive directement

Figure 3.4 Fréquence le 14 août 2003 jusqu'à 15 h 31 HAE



aux régions de Cleveland, de Toledo et de Detroit. Selon la pratique courante, les exploitants de réseau tiennent compte de la non-disponibilité de ces génératrices et des installations de transport que l'on sait hors service, au cours de la planification qu'ils effectuent en vue de déterminer l'état du réseau pour le lendemain. Le fait de connaître l'état des principales installations permet aux exploitants de mieux établir à l'avance les niveaux sécuritaires de transfert d'électricité pour le lendemain.

Au cours des études de planification de la veille, pour le 14 août, les responsables du MISO ont tenu compte de ces pannes de génératrices et des pannes de transport connues et ont déterminé que l'on pouvait encore exploiter le réseau régional en toute sécurité. La non-disponibilité de ces génératrices et de ces installations de transport n'a pas causé la panne.

Tableau 3.1 Génératrices non disponibles le 14 août

Génératrice	Puissance nominale	Raison
Centrale nucléaire de Davis-Besse	750 MW	Interruption prolongée à la demande de la NRC à compter du 22 mars 2002
Génératrice 4 d'Eastlake	238 MW	Interruption forcée le 13 août 2003
Génératrice 1 de Monroe	817 MW	Interruption planifiée, mise hors service le 8 août 2003
Centrale nucléaire 2 de Cook	1060 MW	L'interruption a commencé le 13 août 2003

Tensions

Les jours précédant le 14 août, ainsi que pendant toute la matinée et en mi-journée de ce jour, les tensions étaient réduites à divers endroits du nord de l'Ohio en raison de la demande de climatisation élevée, d'autres charges et des transferts d'électricité, tant vers que dans la région. (Contrairement à la fréquence, qui est constante dans l'ensemble de l'interconnexion, la tension varie selon le lieu et les exploitants la surveillent continuellement à des points clés de leurs réseaux.) Les tensions réelles mesurées à des points clés du réseau de transport de la FE au cours de la matinée du 14 août, et jusqu'à 15 h 5 HAE, sont demeurées dans la gamme auparavant jugée acceptable par la FE. Il faut toutefois préciser que beaucoup de zones de contrôle de l'interconnexion de l'Est ont fixé leurs gammes de tension acceptables à des niveaux supérieurs à ceux qu'utilise la FE. Ainsi, l'AEP fixe la tension minimum acceptable à 95 p. 100 de la tension nominale d'une ligne, comparativement à 92 p. 100 pour la FE[1].

Il est particulièrement difficile de gérer la tension au cours des chaudes journées d'été en raison des besoins élevés en climatisation, des autres demandes d'électricité et des transferts importants d'électricité pour des motifs économiques, toutes choses qui augmentent les besoins en puissance réactive. Les exploitants relèvent ces défis au moyen d'une planification à long terme, d'une planification un jour à l'avance et de corrections aux équipements en temps réel. Ainsi, le 14 août, la PJM a mis en œuvre les procédures habituelles de gestion de la tension élaborées pour les charges importantes. La FE a également amorcé des préparatifs en début d'après-midi, le 14 août, réclamé la remise en service de condensateurs[2] et une tension supplémentaire des génératrices[3]. Ces mesures sont caractéristiques de celles prises par beaucoup d'exploitants de réseau ce jourlà, et d'autres jours où la demande d'électricité est élevée. Les exploitants de la région ont pris d'autres mesures au cours de la journée, y compris accroître la production de puissance réactive des installations, redistribuer les installations, modifier les prises de transformateurs et augmenter l'utilisation des condensateurs pour faire face aux tensions variables.

Les producteurs d'électricité indépendants et la puissance réactive

Les producteurs d'électricité indépendants (PÉI) exploitent des centrales électriques qui n'appartiennent pas aux services publics. Ils exercent leurs activités en fonction des possibilités du marché et de leurs ententes contractuelles avec les services publics, et ne relèvent pas nécessairement du contrôle direct des exploitants de réseau. Les obligations d'un PÉI en matière de puissance réactive sont déterminées en vertu des dispositions de son entente contractuelle d'interconnexion avec le propriétaire des services de transport local. Habituellement, certains PÉI fournissent une puissance réactive limitée, car ils ne sont pas tenus d'en produire ou payés pour le faire; ils ne sont payés que pour produire une puissance active. (La production de puissance réactive par une génératrice peut nécessiter une baisse de production de puissance active.) Toutefois, certains contrats prévoient un dédommagement pour un PÉI lorsqu'il doit respecter un programme de tension fixé par l'exploitant du réseau, ce qui oblige le PÉI à varier sa production de puissance réactive en fonction des conditions du réseau. De plus, les contrats exigent habituellement que les PÉI augmentent leur production de puissance réactive à la demande de l'exploitant de la zone de contrôle en cas d'urgence au niveau du réseau. Dans certains contrats, des dispositions prévoient le versement de coûts de substitution aux PÉI lorsqu'on leur demande une puissance réactive (on leur paie la valeur de la production de puissance active sacrifiée).

Ainsi, l'hypothèse selon laquelle les PÉI peuvent avoir contribué aux problèmes de gestion de la fiabilité le 14 août parce qu'ils n'ont pas fourni de puissance réactive, est erronée. Ce qu'un PÉI est tenu de produire est régi par des ententes contractuelles qui incluent habituellement des dispositions relatives aux contributions à la fiabilité du réseau, surtout en cas d'urgence. Mais avant tout, il est de la responsabilité des planificateurs et des exploitants de réseau, et non des PÉI, de prévoir les besoins en puissance réactive et de prendre toutes les mesures requises à court terme pour disposer de ressources suffisantes en puissance réactive.

Les données relatives à la propagation du courant dans le nord de l'Ohio le 14 août, juste avant la mise hors service de la ligne Harding–Chamberlin à 15 h 5 HAE (figure 3.2), montrent que la charge de la FE était d'environ 12 080 MW. La FE importait quelque 2 575 MW, 21 % des besoins totaux de son réseau, et produisait le reste. Étant donné ce niveau élevé d'importation et les charges élevées de climatisation dans les régions métropolitaines à l'extrémité sud du lac Érié, les besoins en puissance réactive du réseau de la FE ont augmenté encore plus. La modélisation effectuée par l'équipe d'enquêteurs révèle qu'à 15 h HAE, la génératrice 5 d'Eastlake étant hors service, la FE était un importateur net d'environ 132 Mvar. Une quantité importante d'électricité alimentait également le nord de Ohio avant d'atteindre le Michigan et l'Ontario (figure 3.2). Ce profil de propagation du courant et la composition de la charge ont produit un affaissement de tension dans le nord de l'Ohio.

Pannes imprévues de transport et de production le 14 août

Trois pannes imprévues importantes se sont produites dans la région de l'Ohio le 14 août, avant 15 h 5 HAE. Vers midi, plusieurs lignes de transport de Cinergy, dans le centre-sud de l'Indiana, se sont déconnectées; à 13 h 31 HAE, la génératrice 5 d'Eastlake de la FE sur la rive sud-ouest du lac Érié s'est déconnectée; et à 14 h 2 HAE, la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta de la Dayton Power & Light (DPL) dans le sud de l'Ohio s'est déconnectée.

- Les lignes de transport des réseaux de Cinergy de 345, 230 et 138 kV ont subi une série de pannes à compter de 12 h 8 HAE, et sont demeurées hors service pendant toute la durée de la panne générale. La perte de ces lignes a entraîné de graves problèmes de tension et de charge dans la région de la Cinergy. La Cinergy a effectué des changements de production, et les exploitants de MISO ont mis en œuvre des procédures d'allégement de la charge de

Simulation de la propagation du courant avant la cascade

Le réseau électrique global n'a aucune mémoire. Cela ne fait rien si la fréquence ou la tension étaient inhabituelles une heure, un jour ou un mois plus tôt. L'important, pour la fiabilité, ce sont les charges des installations, les tensions et la fréquence réseau à un moment donné, et la capacité globale de ces éléments du réseau de résister, au même moment, à un impondérable sans dépasser les limites de capacité thermique, de tension ou de stabilité.

Les ingénieurs des réseaux d'électricité utilisent une technique appelée simulation de la propagation du courant pour reproduire des conditions d'exploitation connues, à un moment précis, en étalonnant une simulation initiale à partir des tensions et des propagations de courant observées. La simulation étalonnée peut ensuite servir à répondre à une série de questions de simulation/anticipation pour déterminer si le réseau était en régime sécuritaire à ce moment. Les tests de simulation/anticipation consistent à simuler des pannes de manière systématique en retirant un à un des éléments clés (p. ex., des génératrices ou des lignes de transport), et en réévaluant chaque fois le réseau pour déterminer si les limites de ligne ou de tension sont dépassées. Si une limite est dépassée, le réseau n'est pas sécurisé. Comme on le décrit dans le chapitre 2, les politiques d'exploitation du NERC imposent aux exploitants, lorsqu'ils constatent que leur réseau n'est pas dans un état fiable, de prendre aussitôt les moyens requis pour en rétablir la fiabilité dès que possible et dans un délai maximal de 30 minutes.

En vue d'analyser l'évolution du réseau pendant l'après-midi du 14 août, on a employé ce processus pour modéliser plusieurs points dans le temps, correspondant aux mises hors circuit des principales lignes de transport. On a obtenu trois solutions pour chaque point : 1) les conditions juste avant la mise hors circuit d'une installation, 2) les conditions juste après la mise hors circuit et 3) les conditions créées par les mesures automatiques prises après la mise hors circuit.

transport (ACT) en vue de régir la propagation du courant dans le réseau de transport du centre-sud de l'Indiana. La modélisation de réseau effectuée par l'équipe d'enquêteurs (pour plus de renseignements, voir à la page 34) a révélé que la perte de ces lignes n'était pas électriquement liée aux événements menant à la panne générale, survenus par la suite dans le nord de l'Ohio.

- La ligne à 345 kV Stuart-Atlanta de la DPL, reliant la DPL à l'AEP et contrôlée par le coordonnateur de la fiabilité de la PJM s'est déconnectée à 14 h 2 HAE. Cette coupure est attribuable au contact avec un arbre, et la ligne est demeurée hors service pendant toute la durée de la panne. Comme on l'explique ci-après, la modélisation de réseau effectuée par l'équipe d'enquêteurs a montré que cette interruption n'a pas causé les événements menant à la panne, survenus par la suite dans le nord de l'Ohio. Toutefois, étant donné que la ligne ne faisait pas partie de la zone de la MISO, les exploitants de la MISO n'ont pas surveillé l'état de cette ligne et n'ont pas su qu'elle était hors service. Cela a entraîné une non-concordance des données qui a empêché l'estimateur d'état de MISO (un outil de contrôle essentiel) de produire des résultats utiles, plus tard dans la journée, au moment où les conditions du réseau dans la zone de contrôle de la FE se détérioraient. (Pour plus de renseignements, voir à la page 46.)

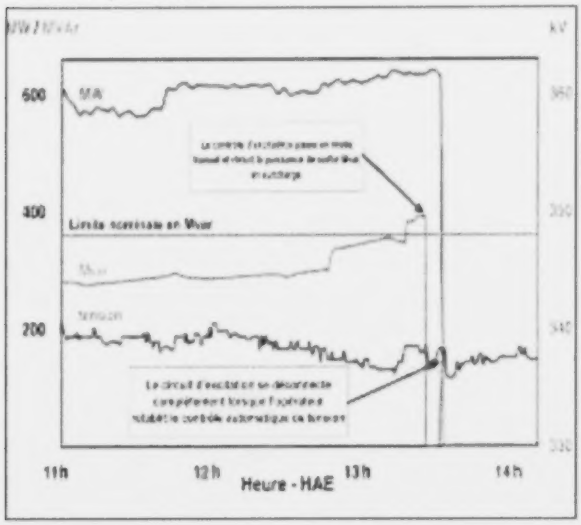
- La génératrice 5 d'Eastlake est un appareil à 597 MW installé juste à l'ouest de Cleveland, près du lac Érié. Elle constitue une source importante de soutien en puissance réactive pour la région de Cleveland. Elle s'est déconnectée à 13 h 31. La mise hors circuit s'est produite lorsque l'exploitant a voulu augmenter la production de puissance réactive de la génératrice (figure 3.5); le système de protection de la génératrice a alors détecté une défaillance et mis la génératrice hors circuit. La perte de la génératrice 5 d'Eastlake n'a pas détruit la fiabilité du réseau – c.-à-d. qu'il était encore en mesure de résister en toute sécurité à un autre impondérable. Toutefois, la perte de la génératrice a obligé la FE à importer plus d'électricité pour compenser la perte de la puissance de la génératrice (540 MW), a compliqué la gestion de la tension dans le nord de l'Ohio et a réduit la marge de manœuvre des exploitants de la FE dans l'exploitation de leur réseau. (Pour plus de renseigne renseignements, voir à la page 47.)

Analyse modélisée de l'état du réseau électrique régional à 15 h 5 HAE, avant la perte de la ligne à 345 kV Harding–Chamberlin de la FE

En guise de première étape dans la modélisation de l'évolution de la panne du 14 août, l'équipe d'enquêteurs a établi un scénario de référence en créant une simulation de propagation du courant pour l'ensemble de l'Interconnexion de l'Est, et l'a comparé aux conditions du réseau observées à 15 h 5 HAE, le 14 août. L'équipe s'est d'abord servie d'une analyse de la propagation prévue du courant, élaborée au printemps 2003 par les conseils régionaux de fiabilité en vue d'établir des directives visant la sûreté d'exploitation pour l'été à venir. Le niveau de détail de cette étude à l'échelle régionale est très supérieur à celui que les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité utilisent habituellement. Cette étude consiste en une représentation détaillée de plus de 43 000 omnibus (points de convergence des lignes, des transformateurs et des génératrices), 57 600 lignes de transport et de toutes les centrales électriques importantes du nord des États-Unis et de l'est du Canada. L'équipe a ensuite modifié le scénario de propagation du courant de l'été de façon à faire correspondre les niveaux de production, de demande et d'interconnexion entre les zones de contrôle à 15 h 5 HAE, le 14 août. L'étalonnage consistait à faire correspondre les tensions et les propagations calculées avec les observations consignées à plus de 1 500 points du réseau. Il a fallu des milliers d'heures de travail pour étalonner le modèle de manière satisfaisante aux conditions observées à 15 h 5 HAE.

Après avoir étalonné le scénario de référence, l'équipe a

Figure 3.5 Sortie en MW et en Mvar de la génératrice 5 d'Eastlake, le 14 août



procédé à une analyse d'incidents portant sur plus de 800 événements possibles à l'origine de la panne de 15 h 5 HAE. Aucun de ces impondérables n'a entraîné un dépassement de la charge des lignes de transport ou de la limite de tension des points omnibus avant la mise hors circuit de la ligne à 345 kV Harding–Chamberlin de la FE. Autrement dit, selon ces simulations, le réseau en place à 15 h 5 HAE pouvait continuer de fonctionner de manière sûre indépendamment de l'apparition de l'un ou l'autre des impondérables vérifiés. Du point de vue électrique, l'Interconnexion de l'Est fonctionnait donc en respectant toutes les limites établies et en parfaite conformité avec les politiques d'exploitation du NERC. Toutefois, après la perte de la ligne à 345 kV Harding–Chamberlin et dans le cas de deux des impondérables examinés, les puissances nominales en situation d'urgence de plusieurs lignes du réseau auraient été dépassées. Autrement dit, il n'aurait plus fonctionné conformément aux politiques d'exploitation du NERC.

Conclusion

Le fait de déterminer que le réseau était dans un état d'exploitation fiable à 15 h 5 HAE est extrêmement important pour comprendre les causes de la panne. Il s'ensuit qu'aucune des conditions électriques du réseau avant 15 h 5 HAE n'a causé la panne. Cela permet d'éliminer les importantes propagations de courant vers le Canada, les fréquences réseau inhabituelles, les basses tensions plus tôt pendant la journée ou les jours précédents, ainsi que la non-disponibilité de certaines génératrices ou de certaines lignes de transport, séparément ou par un effet combiné, comme causes directes, principales ou uniques de la panne.

---

[1] Réunion d'instruction DOE/NERC, septembre 2003, déclaration de M. Steve Morgan (FE), PR0890803, lignes 5 à 23.

[2] L'opérateur de transport de FE a demandé le rétablissement de la batterie de condensateurs Avon n° 2. Exemple au canal 3, 13 h 33 min 40 s.

[3] De 13 h 13 à 13 h 28, l'opérateur de la fiabilité de FE a téléphoné à neuf opérateurs de centrale pour demander une tension supplémentaire. Exemples au canal 16, 13 h 13 min 18 s, 13 h 15 min 49 s, 13 h 16 min 44 s, 13 h 20 min 44 s, 13 h 22 min 7 s, 13 h 23 min 24 s, 13 h 24 min 38 s, 13 h 26 min 4 s, 13 h 28 min 40 s.

4. Comment et pourquoi la panne a commencé

Sommaire

Ce chapitre explique les grands événements – facteurs électriques, informatiques et humains – qui ont jalonné le déroulement de la panne du 14 août dans la région du Nord-Est et en dégage les causes. Il contient aussi les conclusions initiales concernant les dérogations aux normes de la fiabilité du NERC. On y expose les faits constatés par l'équipe d'enquête mais aucune information ou hypothèse non avérée ou ayant un caractère purement conjectural. Une partie de l'information présentée ici, par exemple celle sur la chronologie précise de ce qui s'est passé dans le réseau d'électricité, constitue une mise à jour de la séquence des événements rendue publique par le Groupe de travail[1].

La période visée par l'exposé du présent chapitre débute à 12 h 15, heure avancée de l'Est (HAE), le 14 août 2003 au moment où des données d'entrée inexactes ont enlevé toute efficacité à l'estimateur d'état (instrument de contrôle de réseau) de MISO. À 13 h 31 HAE, la génératrice Eastlake 5 de FE s'est déclenchée et automatiquement arrêtée. Peu après, à 14 h 14 HAE, le système d'alarme et d'enregistrement est tombé en panne au centre de commande de FE et n'a pu être rétabli qu'après la panne générale. Après 15 h 5 HAE, un certain nombre de lignes de transport à 345 kV de FE ont commencé à tomber hors circuit, parce qu'elles sont venues en contact avec des arbres trop hauts dans les emprises.

Vers 15 h 46 HAE, au moment où FE, MISO et les services d'électricité voisins commençaient à se rendre compte que le réseau de FE était en danger, la seule façon possible de prévenir la panne aurait été de délester une charge d'au moins 1 500 à 2 500 MW autour de Cleveland et d'Akron, délestage nécessaire dont la valeur augmentait rapidement à ce moment-là. On n'a toutefois fait aucun effort en ce sens et, à 15 h 46 HAE, il était peut-être déjà trop tard. Ce moment passé, la perte de quelques grandes lignes à 345 kV de FE dans le nord de l'Ohio a commencé à mettre hors circuit le réseau annexe de lignes à 138 kV, ce qui devait ensuite entraîner la perte de la ligne à 345 kV Sammis-Star de FE à 16 h 6 HAE. Ce chapitre se clôt sur la mise hors circuit de cette dernière ligne, événement qui devait provoquer la cascade impossible à maîtriser qui s'est trouvée à l'origine de la panne générale.

La perte de la ligne Sammis-Star a eu cet effet, parce qu'elle a sectionné le circuit à 345 kV reliant l'est au nord de l'Ohio. Autour d'Akron dans cet État, des événements antérieurs avaient déjà causé une panne, mais la majeure partie du nord de l'Ohio était demeurée branchée au réseau et la demande d'électricité était forte. Ainsi, la perte de la ligne Sammis-Star, qui était très surchargée, a instantanément grevé, dans de lourdes et dangereuses proportions, les lignes des secteurs adjacents et l'effet de cascade s'est rapidement propagé à mesure que les lignes et les génératrices se mettaient automatiquement hors circuit pour ne pas subir de dégâts matériels.

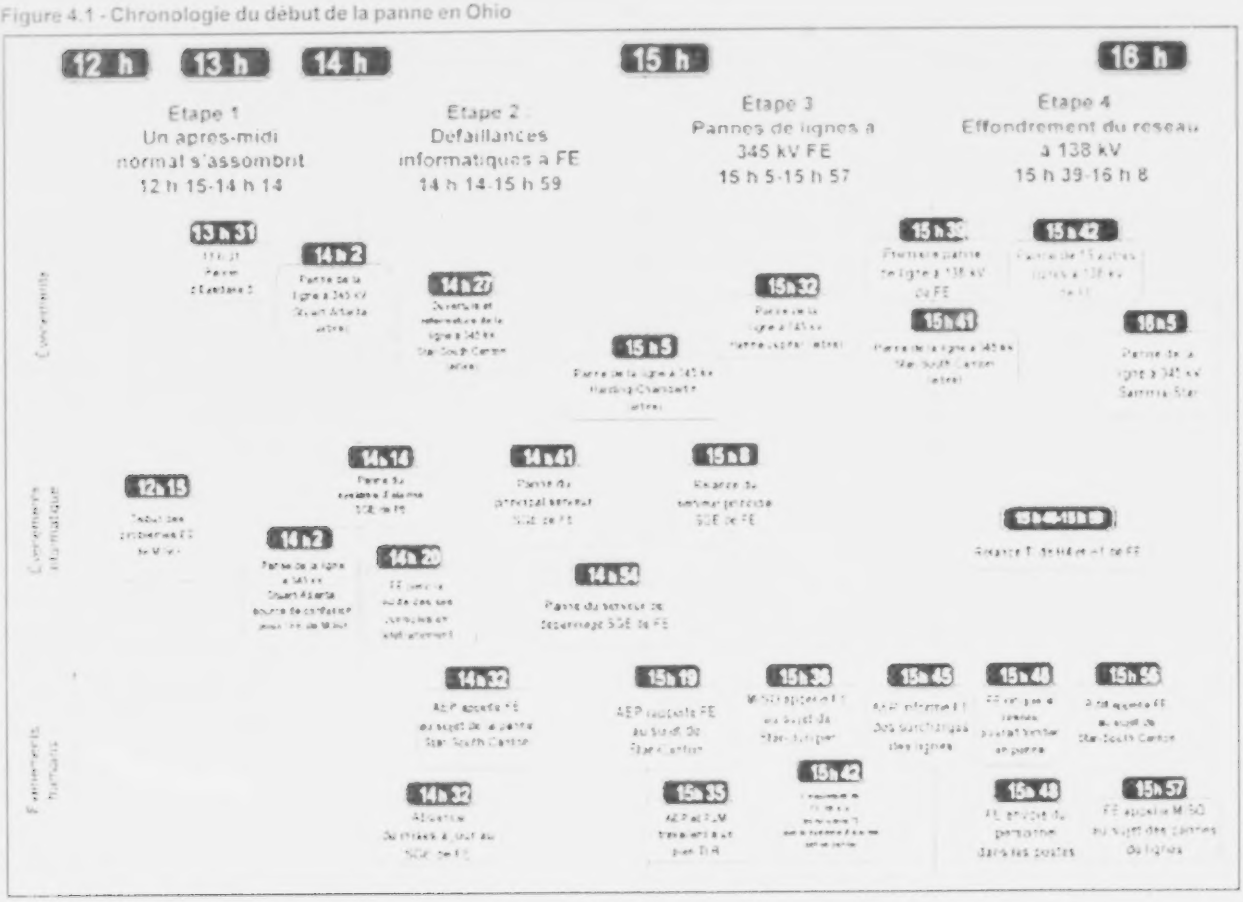
Organisation du chapitre

Ce chapitre se divise en plusieurs sections correspondant aux grands événements qui se sont produits dans le réseau de FirstEnergy et les secteurs voisins dans les heures qui ont précédé la cascade de pannes :

- **Étape 1** : Un après-midi normal s'assombrit
- **Étape 2** : Défaillances informatiques à FE
- **Étape 3** : Panne de trois lignes de transport à 345 kV de FE et déluge d'appels téléphoniques
- **Étape 4 :** Effondrement du réseau à 138 kV et perte de la ligne Sammis-Star

Les événements clés pour chacune des phases sont résumés à la figure 4.1 qui présente une chronologie des principaux événements à l'origine de la panne en Ohio. La suite du chapitre met en évidence les événements les plus importants à chaque étape et explique en quoi ceuxci étaient liés entre eux et à la cascade de pannes.

Figure 4.1 - Chronologie du début de la panne en Ohio

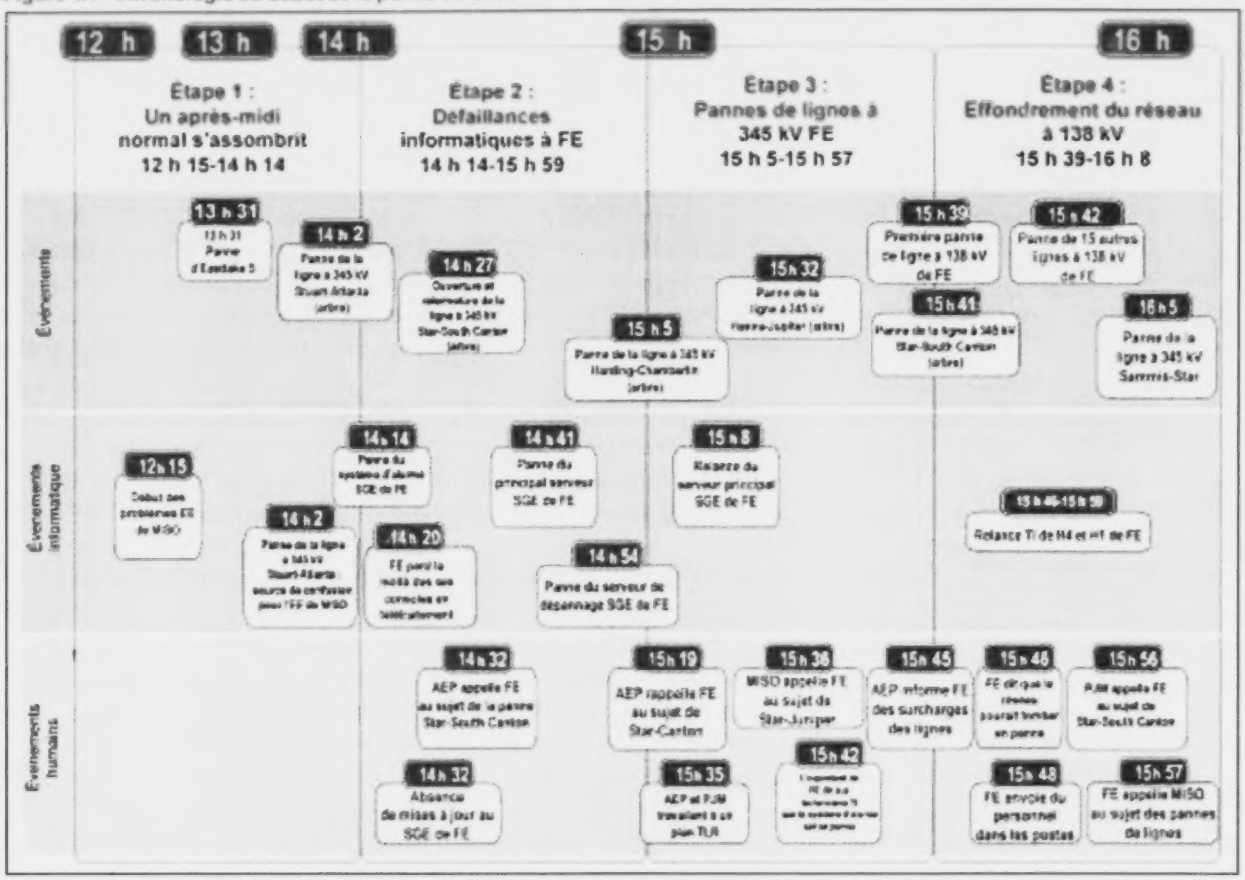


Étape 1 – Un après-midi normal s'assombrit : 12 h 15 à 14 h 14 HAE

Aperçu de cette étape

Dans le nord de l'Ohio, on vivait un après-midi d'août normal avec des charges modérément élevées qui étaient attribuables à la demande de climatisation. FirstEnergy (FE) importait environ 2 000 MW dans son territoire de desserte, ce qui faisait consommer à son réseau beaucoup de puissance réactive. Comme deux des points de production de puissance active et réactive étaient déjà en arrêt de fonctionnement (Davis-Besse et Eastlake 4), la perte de la génératrice Eastlake 5 à 13 h 31 HAE a encore nui au soutien essentiel de la tension dans le secteur Cleveland-Akron. Une modélisation détaillée en simulation révèle que l'arrêt d'Eastlake 5 a joué un grand rôle dans la panne qui s'est produite cet après-midi-là. Eastlake 5 étant hors service, les charges des lignes de transport se sont notablement élevées et, après le sectionnement de la ligne Harding-Chamberlin de FE à 15 h 5 HAE, le réseau est devenu incapable de faire face à de nouveaux incidents sans créer de surcharges supérieures aux valeurs d'exception. Si Eastlake 5 était demeuré en service, les charges auraient été moindres par la suite et les mises hors circuit par contact avec des arbres auraient pu ne pas se produire. À proprement parler cependant, cette perte n'a pas causé la panne générale. Les causes premières ont été les défaillances informatiques postérieures qui ont fait perdre de vue la situation au centre de commande de FE et les pannes de grandes lignes de transport de FE par contact avec des arbres.

Figure 4.1 - Chronologie du début de la panne en Ohio



Étape 1 – Un après-midi normal s'assombrit : 12 h 15 à 14 h 14 HAE

Aperçu de cette étape

Dans le nord de l'Ohio, on vivait un après-midi d'août normal avec des charges modérément élevées qui étaient attribuables à la demande de climatisation. FirstEnergy (FE) importait environ 2 000 MW dans son territoire de desserte, ce qui faisait consommer à son réseau beaucoup de puissance réactive. Comme deux des points de production de puissance active et réactive étaient déjà en arrêt de fonctionnement (Davis-Besse et Eastlake 4), la perte de la génératrice Eastlake 5 à 13 h 31 HAE a encore nui au soutien essentiel de la tension dans le secteur Cleveland-Akron. Une modélisation détaillée en simulation révèle que l'arrêt d'Eastlake 5 a joué un grand rôle dans la panne qui s'est produite cet après-midi-là. Eastlake 5 étant hors service, les charges des lignes de transport se sont notablement élevées et, après le sectionnement de la ligne Harding-Chamberlin de FE à 15 h 5 HAE, le réseau est devenu incapable de faire face à de nouveaux incidents sans créer de surcharges supérieures aux valeurs d'exception. Si Eastlake 5 était demeuré en service, les charges auraient été moindres par la suite et les mises hors circuit par contact avec des arbres auraient pu ne pas se produire. À proprement parler cependant, cette perte n'a pas causé la panne générale. Les causes premières ont été les défaillances informatiques postérieures qui ont fait perdre de vue la situation au centre de commande de FE et les pannes de grandes lignes de transport de FE par contact avec des arbres.

Les causes de la panne

La panne du 14 août 2003 est imputable à des défaillances touchant certaines pratiques et certaines installations et à des décisions humaines qui ont coincidé cet après-midi-là. Les causes se rangent dans trois catégories :

Type 1 : Connaissance insuffisante de la situation à FirstEnergy (FE). Signalons en particulier les faits suivants :

A) FE n'a pas su veiller à la sécurité de son réseau de transport après d'importants événements imprévus, parce qu'elle : n'avait pas une bonne capacité courante d'analyse d'incidents (voir p. 33);

B)FE n'avait pas de procédures garantissant que ses opérateurs restaient au fait de l'état de fonctionnement de leurs principaux instruments de contrôle (voir p. 53);

C)FE n'avait pas de procédures permettant de bien vérifier l'état de fonctionnement de ces instruments après des réparations (voir p. 36) ;

D)FE n'avait pas d'instruments de contrôle additionnels qui lui aurait donné une vue d'ensemble de l'état de son réseau de transport pour faciliter à ses opérateurs la compréhension du fonctionnement de ce dernier après une panne des principaux systèmes de contrôle et d'alarme (voir p. 37).

Type 2 : Défaut de FE de bien maîtriser la croissance de la végétation dans les emprises de son réseau de transport. C'est là la cause commune des pannes subies par trois lignes de transport à 345 kV (voir p. 39).

Type 3 : Défaut des organismes de gestion de la fiabilité du réseau interconnecté d'assurer un soutien diagnostique efficace. Signalons en particulier les faits suivants :

A) MISO n'avait pas accès à une information en temps réel sur la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta de la Dayton Power & Light pourtant intégrée à son estimateur d'état (outil de contrôle de réseau). Ce problème de logiciel l'a empêchée de se rendre compte tôt du dérèglement du réseau de FE et de l'aider à déceler cette anomalie (voir p. 30).

B) Les coordonnateurs de la fiabilité de MISO n'utilisaient pas une information en temps réel comme soutien du contrôle en temps réel des vannes de transport, d'où l'incapacité de MISO à détecter un écart de sécurité N1 dans le réseau de FE et à aider cette dernière à prendre les mesures correctives nécessaires (voir p. 44).

C) MISO n'avait pas de moyen efficace de constater le lieu et l'importance des opérations des disjoncteurs de lignes de transport signalées par son SGE (Système de gestion de l'énergie). Une telle information aurait permis à ses opérateurs de se rendre compte plus tôt des pannes importantes de lignes (voir p. 30 et 42).

D) PJM et MISO n'avaient ni procédures ni règles communes quant au moment et à la façon de réagir en coordination à un écart de limites de sécurité observé par l'un dans le secteur de l'autre à cause d'un événement imprévu près de leur frontière commune (voir p. 43).

Dans les pages qui suivent, les sections qui traitent de causes particulières sont désignées par les symboles suivants :

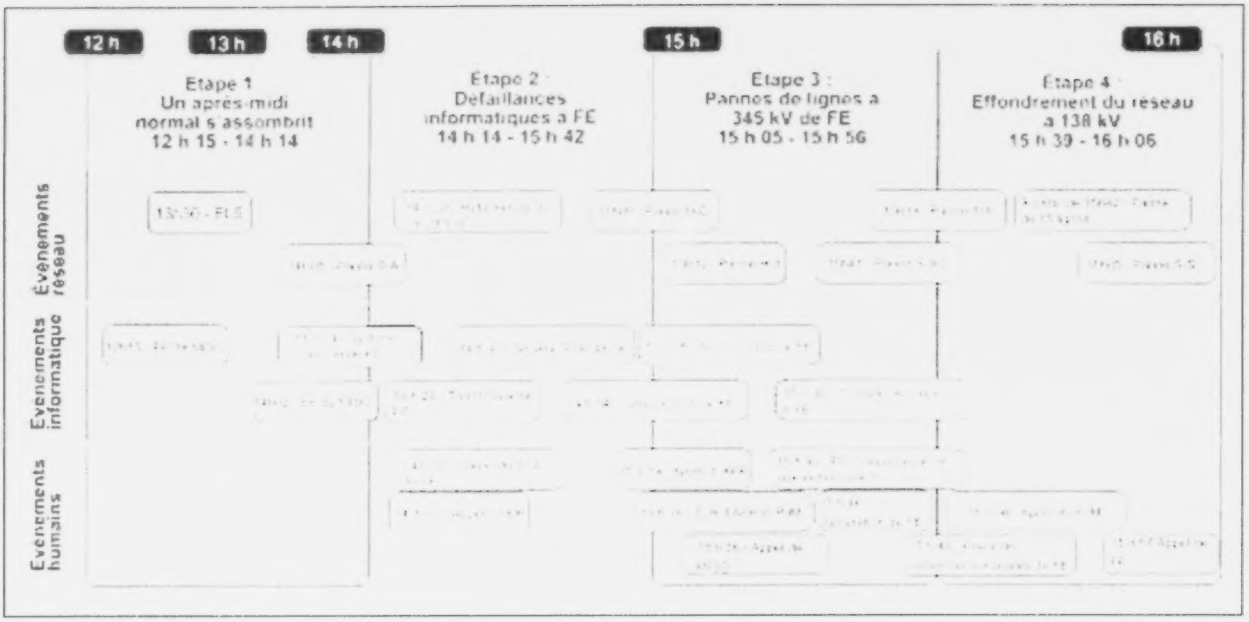
Cause 1 : Connaissance insuffisante de la situation

Cause 2 : Élagage insuffisant des arbres

Cause 3 : Soutien diagnostique insuffisant du coordonnateur de la fiabilité

À 14 h 2 HAE, la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta de la Dayton Power & Light (DPL) est tombée hors circuit par contact avec un arbre. Cette ligne n'a pas eu d'incidence électrique directe sur le réseau de FE, mais devait entraver le fonctionnement de MISO comme coordonnateur de la fiabilité, bien que PJM ait coordonné la fiabilité de la ligne de DPL. Un des principaux instruments d'évaluation d'état de réseau de MISO, son estimateur d'état, a été incapable de jauger les conditions du réseau pendant la majeure partie de la période de

Figure 4.2 Chronologie de l'Étape 1

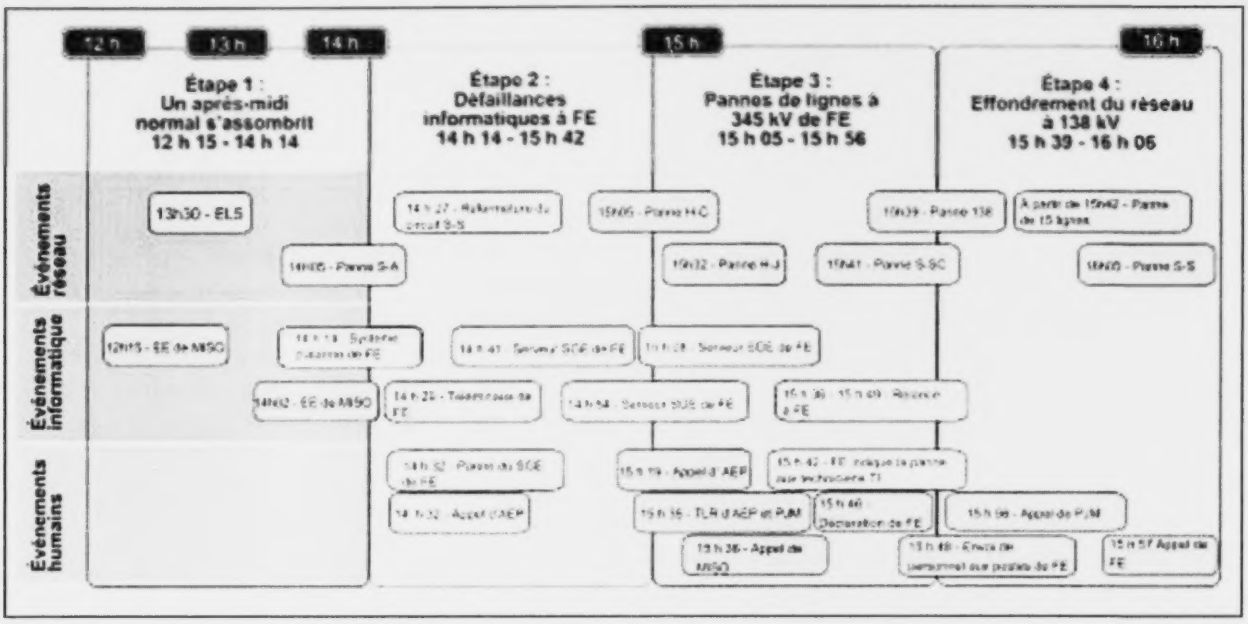


12 h 37 à 15 h 34 HAE tant par erreur humaine que comme conséquence de la perte de la ligne Stuart-Atlanta de DPL sur d'autres lignes de MISO selon les calculs de l'estimateur d'état. Cet estimateur étant devenu inefficace, MISO s'est trouvé dans l'incapacité de procéder à des analyses d'événements de perte de génératrices et de lignes dans sa zone de fiabilité. Ne disposant pas de cet outil jusqu'à 15 h 34 HAE, MISO ne pouvait établir que, compte tenu de l'arrêt d'Eastlake 5 et dans l'éventualité de la perte d'une importante ligne de transport de FE, les autres lignes se retrouveraient en surcharge (comme cela s'est effectivement produit). Il n'a donc pu lancer les avertissements et les consignes opérationnelles qui s'imposaient.

Interrogés dans le cadre de l'enquête, tous les services d'électricité, les opérateurs de centre de commande et les coordonnateurs de la fiabilité ont indiqué que la matinée du 14 août avait été plutôt normale. Les gestionnaires de FE ont parlé d'une journée sans crête de charge[2]. Les répartiteurs ont répété que, si les tensions étaient faibles, elles rappelaient celles du passé[3]. Il reste que, tout au long de la matinée et au début de l'après-midi du 14 août, FE a signalé un besoin grandissant de soutien de tension dans la région supérieure du Midwest.

Le coordonnateur de la fiabilité s'est inquiété dès 13 h 13 HAE de la faible tension du réseau de FE. Il a demandé un soutien de tension (montée en puissance réactive) aux génératrices en interconnexion de FE. Les installations fonctionnaient en mode automatique de commande de tension, réagissant aux besoins de tension du réseau plutôt que de fournir une puissance réactive constante. Conformément au guide d'exploitation de FE[4], son coordonnateur de la fiabilité a commencé à appeler les préposés aux installations pour demander un soutien de tension supplémentaire. Il a indiqué à la plupart d'entre eux que les tensions s'affaissaient partout dans le réseau. Plusieurs ont mentionné avoir déjà atteint ou être sur le point d'atteindre le maximum possible de puissance réactive. Il n'a demandé à aucun d'entre eux de diminuer sa puissance active pour augmenter leur production de puissance réactive. Le coordonnateur de la fiabilité a respectivement appelé les centrales Sammis, West Lorain et Eastlake à 13 h 13, 13 h 15 et 13 h 16 HAE. Il y a eu trois autres appels non précisés entre 13 h 20 et 13 h 23 HAE. Il a appelé l'unité 9 à 13 h 24 et fait deux autres appels à 13 h 26 et 13 h 28 HAE[5]. Les opérateurs se sont efforcés de remettre en service les condensateurs shunt à Avon pour un soutien de tension[6].

Figure 4.2 Chronologie de l'Étape 1



12 h 37 à 15 h 34 HAE tant par erreur humaine que comme conséquence de la perte de la ligne Stuart-Atlanta de DPL sur d'autres lignes de MISO selon les calculs de l'estimateur d'état. Cet estimateur étant devenu inefficace, MISO s'est trouvé dans l'incapacité de procéder à des analyses d'événements de perte de génératrices et de lignes dans sa zone de fiabilité. Ne disposant pas de cet outil jusqu'à 15 h 34 HAE, MISO ne pouvait établir que, compte tenu de l'arrêt d'Eastlake 5 et dans l'éventualité de la perte d'une importante ligne de transport de FE, les autres lignes se retrouveraient en surcharge (comme cela s'est effectivement produit). Il n'a donc pu lancer les avertissements et les consignes opérationnelles qui s'imposaient.

Interrogés dans le cadre de l'enquête, tous les services d'électricité, les opérateurs de centre de commande et les coordonnateurs de la fiabilité ont indiqué que la matinée du 14 août avait été plutôt normale. Les gestionnaires de FE ont parlé d'une journée sans crête de charge[2]. Les répartiteurs ont répété que, si les tensions étaient faibles, elles rappelaient celles du passé[3]. Il reste que, tout au long de la matinée et au début de l'après-midi du 14 août, FE a signalé un besoin grandissant de soutien de tension dans la région supérieure du Midwest.

Le coordonnateur de la fiabilité s'est inquiété dès 13 h 13 HAE de la faible tension du réseau de FE. Il a demandé un soutien de tension (montée en puissance réactive) aux génératrices en interconnexion de FE. Les installations fonctionnaient en mode automatique de commande de tension, réagissant aux besoins de tension du réseau plutôt que de fournir une puissance réactive constante. Conformément au guide d'exploitation de FE[4], son coordonnateur de la fiabilité a commencé à appeler les préposés aux installations pour demander un soutien de tension supplémentaire. Il a indiqué à la plupart d'entre eux que les tensions s'affaissaient partout dans le réseau. Plusieurs ont mentionné avoir déjà atteint ou être sur le point d'atteindre le maximum possible de puissance réactive. Il n'a demandé à aucun d'entre eux de diminuer sa puissance active pour augmenter leur production de puissance réactive. Le coordonnateur de la fiabilité a respectivement appelé les centrales Sammis, West Lorain et Eastlake à 13 h 13, 13 h 15 et 13 h 16 HAE. Il y a eu trois autres appels non précisés entre 13 h 20 et 13 h 23 HAE. Il a appelé l'unité 9 à 13 h 24 et fait deux autres appels à 13 h 26 et 13 h 28 HAE[5]. Les opérateurs se sont efforcés de remettre en service les condensateurs shunt à Avon pour un soutien de tension[6].

Conclusions initiales – Dérogations aux normes de fiabilité du NERC

NOTA : Ce sont des conclusions initiales qui pourront être révisées par le NERC. Il se peut aussi que des dérogations s'ajoutent.

Dérogation no 1. À la suite de la panne de la ligne à 345 kV Chamberlin-Harding, FE n'a pas fait le nécessaire dans les 30 minutes pour remettre le réseau dans un état sûr de fonctionnement[a].

Référence : Politique d'exploitation 2 du NERC

À la suite d'un événement imprévu ou autre qui crée un écart par rapport aux LIMITES DE SÛRETÉ DE FONCTIONNEMENT, le CENTRE DE COMMANDE doit remettre le réseau de transport le plus tôt possible dans ses LIMITES DE SÛRETÉ DE FONCTIONNEMENT et cette opération ne doit pas durer plus de 30 minutes.

Dérogation no 2. FE n'a pas avisé les autres réseaux de l'urgence imminente dans son réseau[b].

Référence : Politique d'exploitation 5 du NERC

Notification aux autres réseaux. Un réseau doit informer les autres réseaux de sa région ou sous-région, par des voies de communication déterminées d'avance, lorsque les situations suivantes sont prévues ou se présentent :
Le réseau grève les autres réseaux. Son état grève les autres réseaux ou diminue la fiabilité de l'Interconnexion.
Manque de protection en cas d'incident unique. Les charges et les valeurs de tension et de puissance réactive des lignes du réseau sont telles qu'un seul incident risque de compromettre la fiabilité de l'Interconnexion.

Dérogation no 3. FE n'a pas employé les outils d'estimation d'état et d'analyse d'incidents pour évaluer l'état du réseau[c].

Référence : Politique d'exploitation 5 du NERC

On doit mettre des outils d'information et d'analyse suffisants à la disposition de L'OPÉRATEUR DE RÉSEAU pour qu'il puisse établir la (les) cause(s) de l'apparition d'écarts par rapport aux LIMITES DE SÛRETÉ DE FONCTIONNEMENT. Les données en question doivent être à la fois directes (en temps réel) et prédictives de sorte que les mesures correctives qui s'imposent puissent être prises.

Dérogation no 4. La formation des opérateurs de FE était déficiente pour assurer le maintien d'un fonctionnement fiable[d].
Référence : Politique d'exploitation 8 du NERC
Formation des OPÉRATEURS DE RÉSEAU. Tout RESPONSABLE D'EXPLOITATION DE RÉSEAU doit mettre à la disposition de ses OPÉRATEURS un programme coordonné de formation conçu pour assurer la fiabilité de fonctionnement. Ce programme doit comporter ce qui suit :

- *Personnel de formation. Personnes compétentes tant pour leur connaissance de l'exploitation du réseau que pour leurs qualités pédagogiques.*

(voir la page suivante)

[a] La modélisation réalisée par l'équipe d'enquête montre qu'après la perte de la ligne à 345 kV Chamberlin-Harding, le réseau avait dépassé ses LIMITES DE SÛRETÉ DE FONCTIONNEMENT, c'est-à-dire que le prochain incident grave aurait surchargé les autres lignes au delà de leurs limites nominales de surcharge. Causes 1A, 1B, 1E..
[b] Entrevues réalisées sur le terrain par le Département de l'Énergie ; examen comparatif des transcriptions d'appels téléphoniques chez FE et MISO le 14 août ; aucun appel de FE à MISO faisant état d'une urgence ... Causes 1A, 1B, 1D, 1E.
[c] Entrevues réalisées sur le terrain par le Département de l'Énergie; M. Morgan, transcriptions des 8 et 9 septembre.
[d] Visite des intervieweurs de l'équipe d'exploitation.

Conclusions initiales – Dérogations aux normes de fiabilité du NERC (SUITE)

- *Vérification de la réalisation des objectifs. Vérification de la réalisation par toutes les personnes formées de l'ensemble des objectifs fixés de formation, ce qui comprend une évaluation documentée de leurs progrès en formation.*
- *Révision. Examen périodique permettant de s'assurer que le matériel de formation est techniquement précis et complet et que le programme de formation continue à atteindre ses objectifs.*

Dérogation no 5. MISO n'a pas avisé les autres coordonnateurs de la fiabilité des problèmes possibles[e].

Référence : Politique d'exploitation 9 du NERC

Notification de problèmes possibles aux COORDONNATEURS DE LA FIABILITÉ. Le COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ qui prévoit un problème de transport dans sa ZONE DE FIABILITÉ doit, sans délai, en avertir tous les CENTRES DE COMMANDE et les exploitants de réseau de transport de sa ZONE DE FIABILITÉ et tous les COORDONNATEURS DE LA FIABILITÉ de L'INTERCONNEXION par le RCIS.

Dérogation no 6. Le MISO n'avait pas une capacité de contrôle suffisante[f].

Référence : Politique d'exploitation 9 du NERC, annexe 9D

Moyens suffisants. On doit disposer de moyens suffisants pour s'acquitter de responsabilités comme les suivantes :

- Capacité de contrôle détaillé de la ZONE DE FIABILITÉ et capacité suffisante de contrôle des ZONES DE FIABILITÉ voisines de sorte que toute éventuelle dérogation aux règles de sécurité puisse être constatée.

Contrôle permanent de la zone de fiabilité. On doit s'assurer que la ZONE DE FIABILITÉ dont on a la charge fait l'objet d'un contrôle continu et suffisant, ce qui comprend les mesures relatives aux moyens de dépannage.

[e] Visite de MISO et interviews du Département de l'Énergie ; rencontres à Newark, 1-3 octobre (ns100303.pdf); conversation Harzey-Cauley, pages 111-119; cause 3D).

[f] Interviews du Département de l'Énergie et visite sur place de l'équipe d'exploitation. Rencontres à Newark, 1-3 octobre (ns100303.pdf); conversation Harzey-Cauley, pages 111-119; causes 3A, 3B, 3C.

Système de gestion de l'énergie (SGE-EMS) et outils d'aide à la décision

Les opérateurs tentent de prévenir les problèmes susceptibles de se poser dans les réseaux en recourant à des analyses d'événements par estimation d'état à l'aide des données recueillies par le système SCADA.

SCADA: Les exploitants de réseau se servent du système SCADA (système de commande et d'acquisition de données) pour acquérir des données sur le réseau d'électricité et commander ses équipements. Le système SCADA comporte trois types d'éléments : stations terminales, communications vers et entre les stations terminales et un ou plusieurs postes maîtres de téléconduite.

Les stations terminales installées dans les centrales et les sous-stations des réseaux sont des unités combinées de collecte de données et de commande d'équipements. Elles recueillent et fournissent des indications d'intérêt pour les opérateurs de réseau, qu'il s'agisse de l'état des disjoncteurs (interrupteurs), de la tension des lignes ou de la quantité d'électricité produite par une génératrice. Elles commandent les opérations d'ouverture et de fermeture des disjoncteurs. Les stations terminales sont dotées de moyens de télécommunication comme des lignes téléphoniques ou des faisceaux hertziens pour pouvoir communiquer avec un ou plusieurs postes maîtres SCADA ou entre eux, ce qui est moins fréquent.

Les postes maîtres de téléconduite sont les éléments du système SCADA qui lancent un cycle de collecte de données par les stations terminales et les moyens de télécommunication, le cycle en question pouvant durer de quelques secondes à plusieurs minutes. Dans bien des réseaux d'électricité, les postes maîtres sont entièrement intégrés au centre de commande, servant d'interface directe au Système de gestion de l'énergie (SGE), recevant des données en provenance des stations terminales et relayant les instructions du centre de commande aux équipements extérieurs en vue de leur exécution.

Estimation d'état : Les opérateurs de réseau de transport peuvent voir l'état de leurs propres installations de transport. La plupart des centres de commande ne reçoivent pas en direct de données sur la tension et l'état de leurs lignes pour chaque installation qu'ils doivent mettre en visibilité. Les estimateurs d'état de réseau exploitent plutôt les données de mesure en temps réel disponibles sur un sous-ensemble des installations dans une modélisation mathématique complexe de réseau qui reproduit la configuration de ce dernier (selon les installations qui sont en service ou non), ainsi que des données en temps réel sur l'état du réseau pour estimer la tension à chaque barre omnibus et les débits de puissance réelle et réactive de chaque ligne ou transformateur. Les coordonnateurs de la fiabilité et les centres de commande qui ont des estimateurs d'état peuvent s'en servir à intervalles réguliers ou au besoin (c'est-à-dire sur commande). Ce ne sont pas tous les centres de commande qui en utilisent.

Analyse d'événements : Avec la représentation que lui donne l'estimateur d'état de l'état actuel du réseau, l'opérateur ou le planificateur soumet le réseau à une analyse d'événements dans le but d'évaluer l'effet de certaines pannes sur la sécurité du réseau (lignes, génératrices ou autres équipements) ou d'une élévation des charges, des débits ou de la production. L'analyse d'événements devrait indiquer les problèmes (surcharges de lignes ou écarts de tension) qui se produiront si un nouvel événement (incident) se produit dans le réseau. Un certain nombre d'exploitants de réseaux de transport et de centres de commande disposent et font usage d'estimateurs pour élaborer des scénarios de base à partir desquels analyser les prochains incidents («N-1», c'est-à-dire « normale moins 1 élément ») par rapport aux conditions actuelles. Cet instrument permet généralement de juger de la sûreté de fonctionnement du réseau. Dans bien des centres de commande, on ne se sert pas d'instruments d'analyse d'événements en temps réel, mais d'autres y recourent à la demande lorsque se sont produits des événements peut-être importants dans le réseau.

Après la perte d'Eastlake 5 à 13 h 31 HAE, les inquiétudes des opérateurs de FE au sujet des valeurs de tension se sont avivées. Ils ont appelé Bayshore à 13 h 41 et Perry à 13 h 43 HAE pour demander un soutien de tension supplémentaire. Disons une fois de plus que, si on a fait des efforts appréciables pour soutenir la tension dans le secteur de l'Ohio, le personnel de FirstEnergy n'a pas jugé que les conditions étaient inhabituelles pour une journée de crête de charge, mais ce n'était pas une de ces journées de pointes records.

Grands événements de l'étape 1

1A) De 12 h 15 à 16 h 4 HAE, l'estimateur d'état de MISO perd de son efficacité et son outil d'évaluation du maintien de la fiabilité après incident unique est indisponible.
1B) À 13 h 31 min 34 s HAE, la production d'Eastlake Unit 5 dans le nord de l'Ohio cesse.
1C) À 14 h 2 HAE, la ligne de transport à 345 kV Stuart-Atlanta tombe hors circuit dans le sud de l'Ohio.

1A) 12 h 15 à 16 h 4 HAE Arrêt de l'estimateur d'état de MISO

Il est courant que les coordonnateurs de la fiabilité et de centres de commande se servent d'un outil appelé estimateur d'état (EE) pour améliorer la précision des données brutes échantillonnées par un traitement mathématique de ces données qui les aligne sur le modèle du réseau électrique. L'information obtenue sur les tensions et les charges des équipements est exploitée, par exemple, dans des logiciels d'analyse d'événements en temps réel (AETR ou RTCA), pour une simulation d'états de fonctionnement et de pannes permettant de juger de la fiabilité du réseau. L'outil AETR (RTCA) permet d'indiquer aux opérateurs que le réseau perd de sa fiabilité. Il peut fonctionner de deux manières : à intervalles réguliers (toutes les cinq minutes, par exemple), lorsque des événements se produisent dans le réseau (perte d'une centrale ou d'une ligne de transport, par exemple) ou sur commande de l'opérateur. MISO fait fonctionner habituellement le EE aux cinq minutes, et le AETR moins souvent. Si le modèle ne dispose pas de données exactes et à jour sur des éléments clés touchant les équipements du réseau ou si les principales données d'entrée sont fausses, l'estimateur d'état sera peut-être incapable de proposer une solution ou il en suggérera une qui sera considérée comme comportant une marge d'erreur élevée. MISO juge que ses outils EE et AETR doivent encore être perfectionnés et qu'ils n'ont pas atteint leur pleine maturité.

Le 14 août vers 12 h 15 HAE, l'estimateur d'état de MISO a proposé une solution très discordante (se situant hors de la marge admissible d'erreur), en raison d'une panne de la ligne à 230 kV Bloomington-Denois Creek de Cinergy. Cette ligne était hors service, mais l'estimateur d'état de MISO n'avait pas été mis à jour en conséquence. Dans la zone de fiabilité de MISO, les données d'état des lignes sont transmises à MISO par le réseau de données ECAR ou par une liaison directe et sont censées être envoyées automatiquement à l'estimateur d'état. Pour cela, il faut une désignation coordonnée des données et des instructions permettant de relier les données aux instruments. Dans le cas de cette ligne, le lien automatique entre les données d'état de lignes et l'estimateur d'état n'avait pas encore été établi (ce travail est en cours). Il y a eu une correction d'état de la ligne et l'analyste de MISO a obtenu une bonne solution EE à 13 h et une solution AETR à 13 h 7 HAE, mais pour corriger le problème, il avait arrêté la commande automatique de l'estimateur d'état aux cinq minutes. Après avoir réglé le problème, il a oublié de remettre la commande en service et, bien que les systèmes EE et AETR aient bien fonctionné en mode manuel et produit de bonnes analyses de réseau, les instruments en question n'ont pas été remis en mode automatique normal. Pensant que le système avait été bien rétabli, l'analyste est parti manger.

Cause 3 : Soutien diagnostique insuffisant du coordonnateur de la fiabilité

C'est vers 14 h 40 HAE qu'on a constaté que l'estimateur d'état ne fonctionnait pas automatiquement aux cinq minutes prévues. On a actionné la commande automatique, mais une fois de plus l'estimateur d'état n'a pas proposé une bonne solution. Cette fois, l'estimateur a suggéré que la panne de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta (14 h 2 HAE) était la cause probable[7]. Cette ligne dont la Dayton Power & Light et AEP sont copropriétaires est contrôlée par la première de ces sociétés mais relève de la zone de fiabilité de PJM plutôt que de celle de MISO. Elle influe sur le débit de courant dans la zone de MISO, mais son état n'est pas automatiquement contrôlé par l'estimateur d'état de MISO.

La discordance entre les débits effectivement mesurés (avec la ligne Stuart-Atlanta hors circuit) et le modèle de MISO (qui supposait cette même ligne en circuit) a empêché l'estimateur d'état de proposer une bonne solution. À 15 h 9 HAE, ayant été informé par l'ingénieur du système que la ligne Stuart-Atlanta constituait sans doute le problème, l'opérateur de MISO a dit (par erreur) que cette ligne était en service. L'ingénieur a alors tenté sans succès de produire une solution en tenant pour acquis que cette ligne était en service dans la modélisation, et ce, jusqu'à environ 15 h 29 HAE, heure à laquelle l'opérateur de MISO a appelé PJM pour vérifier l'état réel de la ligne. Après avoir constaté que la ligne Stuart-Atlanta était hors circuit, on a mis à jour l'estimateur d'état qui a alors produit une bonne solution. Mis en mode manuel, l'AETR a aussi produit une bonne solution à 15 h 41 HAE. À 16 h 4 HAE, l'estimateur d'état et l'analyse d'événements de MISO étaient entièrement revenus en mode automatique et produisaient de bonnes solutions, c.-à-d. environ deux minutes avant le début de la cascade.

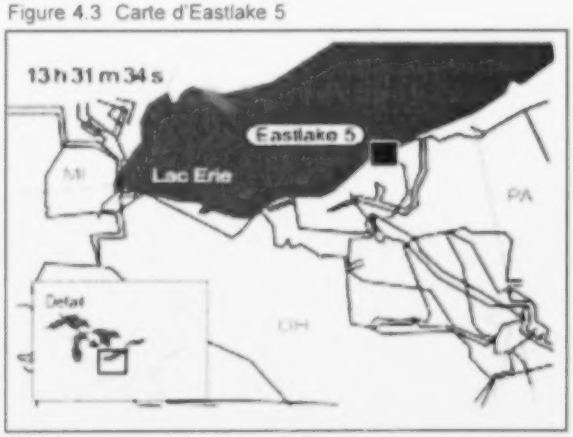
Bref, ces deux instruments de MISO étaient en réalité hors service de 12 h 15 à 16 h 4 HAE, ce qui devait empêcher MISO de procéder sans tarder à des évaluations de la fiabilité du réseau d'électricité qui auraient permis de donner des alertes rapides dans l'après-midi du 14 août.

1B) 13 h 31 HAE Arrêt de la génératrice Eastlake 5

La génératrice Eastlake 5 (d'une puissance nominale de 597 MW) se situe dans le nord de l'Ohio sur la rive sud du lac Érié. Elle est reliée au réseau de transport à 345 kV de FE (figure 4.3). À Cleveland et à Akron, les charges sont généralement alimentées par les génératrices Eastlake et Davis-Besse et par des importations appréciables et notamment par une capacité de production de 9 100 MW en provenance de la frontière Ohio-Pennsylvanie. Eastlake 4 et Davis-Besse étant indisponibles, FE a dû importer plus d'énergie vers le secteur de Cleveland (soit de ses propres génératrices ou en provenance ou par transit des services d'électricité voisins) pour soutenir les charges.

Lorsque Eastlake 5 est tombé hors circuit, les débits causés par les transferts de puissance de remplacement et la puissance réactive engendrée pour soutenir les importations dans le secteur ont contribué à élever les charges des lignes de la région. À 15 h HAE le 14 août, la charge du réseau de FE était d'environ 12 165 MW. Ce réseau importait 2 575 MW, soit 21 % de la puissance totale. Avec des importations aussi élevées, les besoins de puissance réactive ont encore augmenté. La modélisation faite par l'équipe d'enquête indique que, à 15 h HAE, le réseau de FE consommait tant de puissance réactive qu'il devenait un importateur net, recevant 132 mégavars.

Figure 4.3 Carte d'Eastlake 5



Cause 3 : Soutien diagnostique insuffisant du coordonnateur de la fiabilité

C'est vers 14 h 40 HAE qu'on a constaté que l'estimateur d'état ne fonctionnait pas automatiquement aux cinq minutes prévues. On a actionné la commande automatique, mais une fois de plus l'estimateur d'état n'a pas proposé une bonne solution. Cette fois, l'estimateur a suggéré que la panne de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta (14 h 2 HAE) était la cause probable[7]. Cette ligne dont la Dayton Power & Light et AEP sont copropriétaires est contrôlée par la première de ces sociétés mais relève de la zone de fiabilité de PJM plutôt que de celle de MISO. Elle influe sur le débit de courant dans la zone de MISO, mais son état n'est pas automatiquement contrôlé par l'estimateur d'état de MISO.

La discordance entre les débits effectivement mesurés (avec la ligne Stuart-Atlanta hors circuit) et le modèle de MISO (qui supposait cette même ligne en circuit) a empêché l'estimateur d'état de proposer une bonne solution. À 15 h 9 HAE, ayant été informé par l'ingénieur du système que la ligne Stuart-Atlanta constituait sans doute le problème, l'opérateur de MISO a dit (par erreur) que cette ligne était en service. L'ingénieur a alors tenté sans succès de produire une solution en tenant pour acquis que cette ligne était en service dans la modélisation, et ce, jusqu'à environ 15 h 29 HAE, heure à laquelle l'opérateur de MISO a appelé PJM pour vérifier l'état réel de la ligne. Après avoir constaté que la ligne Stuart-Atlanta était hors circuit, on a mis à jour l'estimateur d'état qui a alors produit une bonne solution. Mis en mode manuel, l'AETR a aussi produit une bonne solution à 15 h 41 HAE. À 16 h 4 HAE, l'estimateur d'état et l'analyse d'événements de MISO étaient entièrement revenus en mode automatique et produisaient de bonnes solutions, c.-à-d. environ deux minutes avant le début de la cascade.

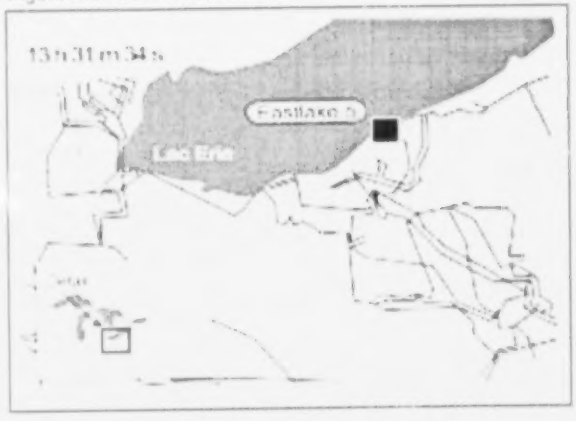
Bref, ces deux instruments de MISO étaient en réalité hors service de 12 h 15 à 16 h 4 HAE, ce qui devait empêcher MISO de procéder sans tarder à des évaluations de la fiabilité du réseau d'électricité qui auraient permis de donner des alertes rapides dans l'après-midi du 14 août.

1B) 13 h 31 HAE Arrêt de la génératrice Eastlake 5

La génératrice Eastlake 5 (d'une puissance nominale de 597 MW) se situe dans le nord de l'Ohio sur la rive sud du lac Érié. Elle est reliée au réseau de transport à 345 kV de FE (figure 4.3). À Cleveland et à Akron, les charges sont généralement alimentées par les génératrices Eastlake et Davis-Besse et par des importations appréciables et notamment par une capacité de production de 9 100 MW en provenance de la frontière Ohio-Pennsylvanie. Eastlake 4 et Davis-Besse étant indisponibles, FE a dû importer plus d'énergie vers le secteur de Cleveland (soit de ses propres génératrices ou en provenance ou par transit des services d'électricité voisins) pour soutenir les charges.

Lorsque Eastlake 5 est tombé hors circuit, les débits causés par les transferts de puissance de remplacement et la puissance réactive engendrée pour soutenir les importations dans le secteur ont contribué à élever les charges des lignes de la région. À 15 h HAE le 14 août, la charge du réseau de FE était d'environ 12 165 MW. Ce réseau importait 2 575 MW, soit 21 % de la puissance totale. Avec des importations aussi élevées, les besoins de puissance réactive ont encore augmenté. La modélisation faite par l'équipe d'enquête indique que, à 15 h HAE, le réseau de FE consommait tant de puissance réactive qu'il devenait un importateur net, recevant 132 mégavars.

Figure 4.3 Carte d'Eastlake 5



Les simulations de réseau effectuées par l'équipe d'enquête indiquent que la perte d'Eastlake 5 a représenté un facteur critique dans le déroulement des événements. La simulation d'analyse d'événements des conditions consécutives à la perte du circuit à 345 kV Harding-Chamberlin à 15 h 5 HAE révèle que le réseau était désormais incapable de faire face à certaines éventualités sans surcharger les lignes au-delà des valeurs d'exception. Il reste que si Eastlake 5 est modélisé comme en service et pleinement pris en compte dans ces simulations, toutes les surcharges supérieures aux valeurs d'exception sont éliminées même avec la perte de Harding-Chamberlin.

Cause 1 : Connaissance insuffisante de la situation

Après l'arrêt d'Eastlake 5 à 13 h 31 HAE, FE n'a pas procédé à une analyse d'événements pour déterminer si la perte d'autres lignes ou centrales mettrait le réseau en danger. Il n'y a pas eu non plus d'analyse d'événements après la perte de Harding-Chamberlin à 15 h 5 HAE (en partie parce qu'on ignorait que cette ligne était hors service). Ce service d'électricité n'avait pas l'habitude non plus d'effectuer de telles études[8]. Ainsi, FE ne s'est pas rendu compte que son réseau n'était plus en état de sécurité N1 à 15 h 5 HAE, ni de la nécessité d'une intervention pour redresser la situation.

1C) 14 h 2 HAE Panne de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta

Cause 3 : Soutien diagnostique insuffisant du coordonnateur de la fiabilité

La ligne de transport à 345 kV Stuart-Atlanta se situe dans le secteur de commande de la Dayton Power & Light[9]. À 14 h 2 HAE, cette ligne était tombée hors circuit par contact avec un arbre. Il y a eu contact à la terre et un verrouillage. La modélisation de l'équipe d'enquête indique que la perte de la ligne Stuart-Atlanta de DPL n'a pas eu d'incidence électrique appréciable sur les débits et les tensions dans le secteur de FE. L'équipe a examiné la sécurité du réseau de FE, vérifiant les débits et les tensions en relation avec les pannes de centrales et de lignes qui ont eu lieu l'après-midi du 14 août. Cette analyse montre que la disponibilité ou l'indisponibilité de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta n'a en rien influé sur la capacité et le fonctionnement du réseau de FE, ni sur les charges des lignes immédiatement après sa mise hors circuit ou plus tard cet après-midi-là. Comme il est mentionné précédemment, la seule raison pour laquelle la ligne de transport Stuart-Atlanta est pertinente à la panne de courant est que la panne survenue sur cette ligne a été en partie responsable de la défaillance de l'estimateur d'état de MISO, empêchant par conséquent ce dernier de détecter les conditions précaires du système avant 16 h 4.

Étape 2 – Défaillances informatiques à FE : 14 h 14 à 15 h 5 HAE

Aperçu de cette étape

Vers 14 h 14 HAE, les opérateurs du centre de commande de FE ont perdu le système d'alarme qui produit des avertissements sonores et visuels lorsque l'état d'un élément d'équipement important passe d'acceptable à problématique. Peu après, le SGE-EMS a perdu la moitié de ses consoles de télécommande. Il a ensuite été privé du principal ordinateur serveur du système d'alarme, puis du serveur de dépannage et, par conséquent, toutes les fonctions assurées par ces serveurs ont cessé à 14 h 54 HAE. Toutefois, pendant plus d'une heure, aucun opérateur du centre de commande de FE ne s'est rendu compte que les systèmes informatiques fonctionnaient mal, bien que les techniciens TI de FE s'affairaient à les rétablir et alors même que l'absence d'alarmes et d'autres signaux ait pu largement faire voir à ces opérateurs que le SGE était déréglé. Ainsi, sans le soutien du SGE et dans l'ignorance de son malfonctionnement, les opérateurs sont restés inconscients du début de détérioration de l'état du réseau. Sans le savoir, ils se sont appuyés sur des données déjà dépassées sur l'état du réseau pour écarter l'information venant d'autres personnes au sujet des problèmes qui se multipliaient dans leur réseau.

Principaux événements de cette étape

2A) 14 h 14 HAE : Le système d'alarme et d'enregistrement de FE tombe en panne. Ni les opérateurs du centre de commande ni les techniciens TI du SGE ne se rendent compte du défaut de fonctionnement de ce système d'alarme de FE.

2B) 14 h 20 HAE : De nombreuses consoles de télécommande de FE se dérèglent. L'ingénieur TI de FE reçoit un téléavertissement par ordinateur.

2C) 14 h 27 min 16 s HAE : La ligne de transport à 345 kV Star-South Canton se déclenche et se réenclenche.

2D) 14 h 32 HAE : AEP appelle le centre de commande de FE pour signaler le déclenchement et de réenclenchement de la ligne à 345 kV Star-South Canton. FE n'a ni alarme ni enregistrement de la perte de cette ligne.

2E) 14 h 41 HAE : Le serveur principal du système de commande du centre de commande de FE tombe. Ses applications et ses fonctions sont reprises par un ordinateur de dépannage. L'ingénieur TI de FE reçoit un téléavertissement.

2F) 14 h 54 HAE : L'ordinateur de dépannage de FE tombe en panne et toutes ses fonctions cessent. L'ingénieur TI de FE reçoit un téléavertissement.

Arrêt du système d'alarme de FE

Cause 1 :
Connaissance insuffisante de la situation

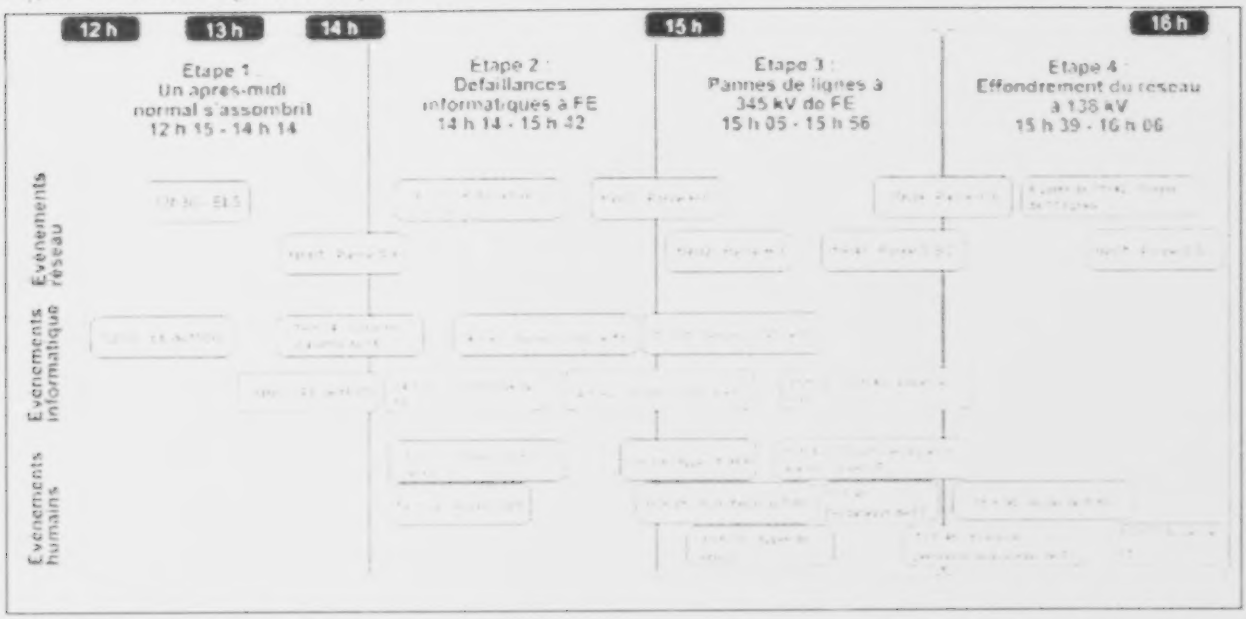
Le logiciel d'alarme et d'enregistrement SCADA est tombé en panne peu après 14 h 14 HAE (dernière heure de réception d'un signal valide d'alarme). Après quoi, les pupitres du centre de commande de FE n'ont reçu aucune nouvelle alarme ni d'ailleurs le système d'enregistrement correspondant du SGE. Les opérateurs comptent beaucoup sur les avertissements sonores et visuels et les registres d'alarmes pour constater les changements d'état importants de leur réseau. Après 14 h 14 HAE le 14 août, les opérateurs du centre de commande de FE étaient lourdement handicapés sans ces outils, mais ils l'étaient encore plus en réalité car ils ignoraient qu'ils travaillaient sans le système d'alarme, c'est-à-dire sans même pouvoir se rendre compte des changements d'état du réseau.

Les alarmes représentent une fonction primordiale du SGE. Ils sont le moyen par excellence pour les opérateurs de constater les événements auxquels ils doivent prêter attention dans leur réseau. Sans ces alarmes, les événements révélateurs d'un ou de plusieurs changements importants dans l'état du réseau peuvent se produire à l'insu de l'opérateur. Même sans alarmes, si l'opérateur est conscient de la situation et que les autres fonctions du SGE demeurent intactes, il peut continuer à se servir de ce système pour contrôler et commander le réseau. Dans de telles circonstances, il devrait analyser manuellement et continuellement l'abondance de données et de points descriptifs d'état de réseau dans la multitude d'affichages du SGE. Dans ce cas, il serait difficile pour l'opérateur de déterminer rapidement l'affichage le plus pertinent.

Le système d'alarme du SGE de FE a cessé de fonctionner, mais le reste du SGE a généralement continué à relever des données et des mesures en temps réel valides dans le réseau de FE et a conservé sa capacité de commande. Le SGE a également continué à transmettre l'information qu'il livre normalement aux autres points et centres de contrôle, y compris à MISO et à AEP. Ceux-ci n'ont pas cessé de recevoir des renseignements précis sur l'état et le fonctionnement du réseau de FE même après le dérèglement du système d'alarme du SGE. Les opérateurs de FE ignoraient que, dans de telles circonstances, ils avaient à surveiller de plus près en mode manuel et à interpréter plus attentivement les données en provenance de SCADA. Croyant toujours que le réseau était dans un état satisfaisant et ne recevant aucune alarme du SGE, ils ont été les premiers surpris de recevoir des appels d'autres centres ou sources d'information – MISO, AEP, PJM et personnel extérieur de FE – leur signalant un état des installations de transport qui ne correspondait pas à leur évaluation de la situation.

L'analyse effectuée par FE au sujet du problème touchant le système d'alarme avance que ce système a « flanché » pendant qu'il traitait un événement entraînant une alarme, de sorte qu'il a continué à fonctionner mais sans achever le traitement commencé ni produire l'alerte en question ou tout autre signal valide (alarmes). Entre-temps, de nouvelles entrées – données sur l'état du réseau pouvant possiblement déclencher d'autres alarmes – se sont accumulées et ont submergé le bloc d'entrée du système[10].

Figure 4.4 Chronologie de l'Étape 2



Arrêt des consoles de télécommande du SGE

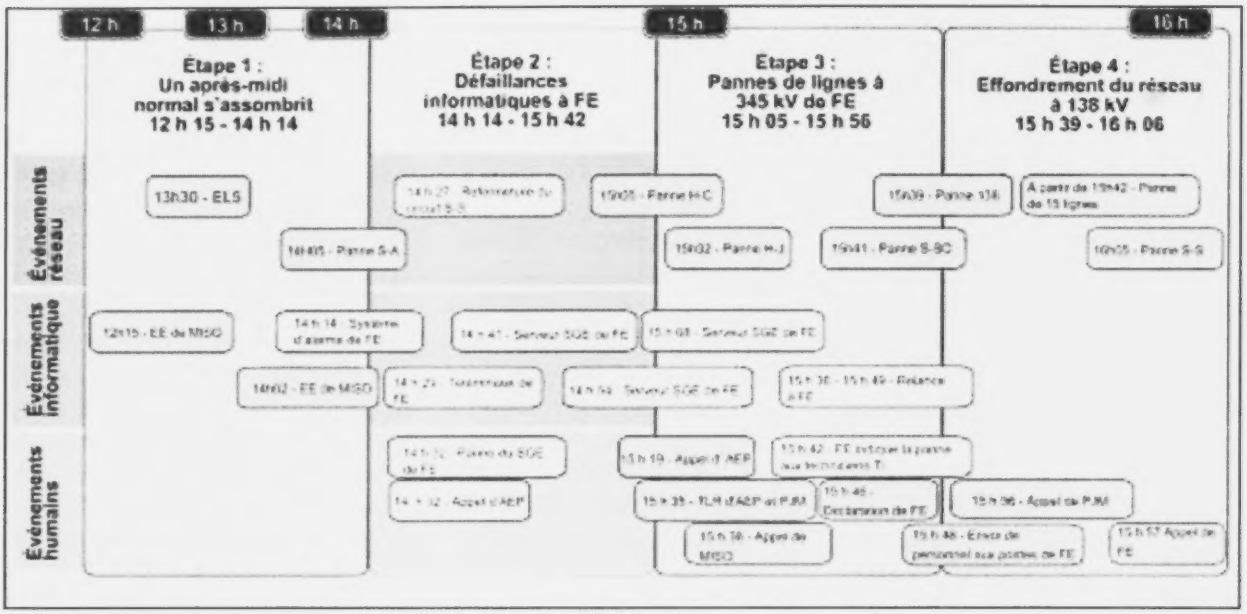
De 14 h 20 à 14 h 25 HAE, quelques consoles de télécommande de FE dans les sous-stations du réseau ont cessé de fonctionner. À l'équipe d'enquête, FE a déclaré que cela s'était produit parce que les données s'étaient « mises en file » à l'entrée de ces terminaux et avaient surchargé les blocs d'entrée. Les opérateurs du centre de commande de FE ne l'ont pas appris avant 14 h 36 HAE, heure à laquelle un technicien d'un des postes qui commençait son quart de travail à 15 h HAE, constatant que sa console de télécommande ne fonctionnait pas, a signalé le problème au Centre de commande. À chaque panne de console, un téléavertissement était envoyé aux techniciens TI de FE[11]. L'équipe d'enquête n'a pas établi pourquoi des consoles de télécommande sont tombées en panne et d'autres, non. Les transcriptions indiquent que les communications de données vers les télécentres étaient aussi en panne[12].

Arrêt des serveurs du SGE

Le SGE de FE comprend de nombreux nœuds « serveurs » responsables des fonctions supérieures du SGE. Chaque serveur peut recevoir toutes les applications, mais la configuration normale du système de FE veut qu'un certain nombre de serveurs prennent en charge des sous-ensembles de ces applications et qu'un des serveurs reste en mode « secours automatique » pour dépanner les autres en cas de défaillance. À 14 h 41 HAE, le serveur principal hébergeant l'application de traitement des alarmes du SGE de FE est tombé en panne. Cet arrêt de fonctionnement est probablement dû au mauvais fonctionnement de cette application, ou à la mise en file des données destinées aux consoles de télécommande ou à une certaine combinaison de ces deux facteurs. Par instructions préprogrammées, le système d'alarme et toutes les autres applications logicielles du SGE sont automatiquement passés (« transfert par défaillance ») au serveur de dépannage. Toutefois, comme l'application de traitement des alarmes est passée telle quelle au serveur de dépannage, c'est-à-dire dans son état de fonctionnement irrégulier et inefficace, ce dernier serveur est tombé à son tour en panne à 14 h 54 HAE, soit 13 minutes après. C'est ainsi que cette application du SGE et tous les autres logiciels de ces deux serveurs ont cessé de fonctionner.

Il semblerait que l'arrêt de fonctionnement concurrent des deux serveurs du SGE de FE a causé plusieurs autres problèmes à ce système et aux opérateurs. Signalons notamment que les tests de post-analyse de l'événement indiquent que, si les deux serveurs tombent simultanément en panne, le rythme auquel le SGE peut produire ou reproduire des affichages aux pupitres des opérateurs

Figure 4.4 Chronologie de l'Étape 2



Arrêt des consoles de télécommande du SGE

De 14 h 20 à 14 h 25 HAE, quelques consoles de télécommande de FE dans les sous-stations du réseau ont cessé de fonctionner. À l'équipe d'enquête, FE a déclaré que cela s'était produit parce que les données s'étaient « mises en file » à l'entrée de ces terminaux et avaient surchargé les blocs d'entrée. Les opérateurs du centre de commande de FE ne l'ont pas appris avant 14 h 36 HAE, heure à laquelle un technicien d'un des postes qui commençait son quart de travail à 15 h HAE, constatant que sa console de télécommande ne fonctionnait pas, a signalé le problème au centre de commande. À chaque panne de console, un téléavertissement était envoyé aux techniciens TI de FE[11]. L'équipe d'enquête n'a pas établi pourquoi des consoles de télécommande sont tombées en panne et d'autres, non. Les transcriptions indiquent que les communications de données vers les télécentres étaient aussi en panne[12].

Arrêt des serveurs du SGE

Le SGE de FE comprend de nombreux nœuds « serveurs » responsables des fonctions supérieures du SGE. Chaque serveur peut recevoir toutes les applications, mais la configuration normale du système de FE veut qu'un certain nombre de serveurs prennent en charge des sous-ensembles de ces applications et qu'un des serveurs reste en mode « secours automatique » pour dépanner les autres en cas de défaillance. À 14 h 41 HAE, le serveur principal hébergeant l'application de traitement des alarmes du SGE de FE est tombé en panne. Cet arrêt de fonctionnement est probablement dû au mauvais fonctionnement de cette application, ou à la mise en file des données destinées aux consoles de télécommande ou à une certaine combinaison de ces deux facteurs. Par instructions préprogrammées, le système d'alarme et toutes les autres applications logicielles du SGE sont automatiquement passés (« transfert par défaillance ») au serveur de dépannage. Toutefois, comme l'application de traitement des alarmes est passée telle quelle au serveur de dépannage, c'est-à-dire dans son état de fonctionnement irrégulier et inefficace, ce dernier serveur est tombé à son tour en panne à 14 h 54 HAE, soit 13 minutes après. C'est ainsi que cette application du SGE et tous les autres logiciels de ces deux serveurs ont cessé de fonctionner.

Il semblerait que l'arrêt de fonctionnement concurrent des deux serveurs du SGE de FE a causé plusieurs autres problèmes à ce système et aux opérateurs. Signalons notamment que les tests de post-analyse de l'événement indiquent que, si les deux serveurs tombent simultanément en panne, le rythme auquel le SGE peut produire ou reproduire des affichages aux pupitres des opérateurs

ralentit nettement. Par moments le 14 août, la fréquence de rafraîchissement des affichages, c'est-à-dire la fréquence à laquelle l'information et les affichages sont renouvelés sur l'écran, normalement entre 1 et 3 secondes, a pu ralentir à presque 59 secondes. Comme les opérateurs de FE disposent de nombreuses options d'affichage et qu'un ou plusieurs des affichages en question se présentent fréquemment en « sous-écran », les intéressés n'auraient pu alors visualiser, comprendre et faire fonctionner leur SGE qu'avec une extrême lenteur[13]. C'est la situation qui pourrait s'être présentée entre 14 h 54 et 15 h 8 HAE lorsque les deux serveurs se sont arrêtés, et aussi de 15 h 46 à 15 h 59 HAE lorsque les techniciens TI de FE ont tenté de relancer ces serveurs pour résoudre le problème d'absence d'alarmes qu'ils venaient tout juste de constater.

La perte du premier serveur a produit un téléavertissement aux techniciens TI du SGE de FE. Il y a aussi eu un téléavertissement lorsque le serveur de dépannage est tombé en panne. À 15 h 8 HAE, ceuxci ont relancé à chaud le serveur principal qui exploitait normalement l'application de traitement d'alarmes. Les diagnostics enregistrés pendant cette réinitialisation ont permis de vérifier que l'ordinateur et tous les mécanismes prévus fonctionnaient ; les techniciens TI ont alors pensé qu'ils avaient réussi à remettre en marche le serveur et toutes les fonctions qu'il exécutait. Le serveur et ses applications fonctionnaient de nouveau, mais le système d'alarme demeurait figé et non fonctionnel même dans l'ordinateur réinitialisé. Ils n'ont pas vérifié auprès des opérateurs si le système d'alarme avait repris son fonctionnement normal.

Une autre victime de l'arrêt de fonctionnement des deux serveurs a été la fonction de commande automatique de production (CAP ou AGC) dans les ordinateurs en question. Par suite de la perte de cette fonction, les opérateurs ne pouvaient exécuter les programmes préréglés de commande de centrales affiliées en réaction automatique à la charge du réseau et à l'échange. Bien que la CAP n'ait pas fonctionné de 14 h 54 à 15 h 8 et de 15 h 46 à 15 h 59 HAE (périodes pendant lesquelles les deux serveurs étaient en panne), cet arrêt de fonctionnement ne semble pas avoir influé sur la panne générale.

La perte concurrente de serveurs du SGE a aussi causé l'arrêt de la fonction d'enregistrement à déroulement continu. Il y a beaucoup de ces bandes produites par les ordinateurs du SGE de la salle de commande du coordonnateur de la fiabilité. Elles indiquent une diversité d'état du réseau : données brutes ECS (« écarts de contrôle sectoriel »), charge du réseau de FE, charges des lignes Sammis-South Canton et South Canton-Star. De telles bandes peuvent être consultées dans la salle de commande du coordonnateur de la fiabilité. Les imprimantes ont continué à dérouler ces bandes, mais comme le système informatique sous-jacent était en verrouillage, les traceurs n'indiquaient que la dernière mesure valide sans y changer quoi que ce soit à mesure que le temps passait. En d'autres termes, « les tracés étaient plats ». Rien n'indique qu'un opérateur ait constaté ou signalé ce défaut de fonctionnement[14]. Les quelques tracés alimentés par télémétrie analogique directe plutôt que par le SGE, qui présentaient surtout des données de fréquence, sont restés disponibles tout l'après-midi du 14 août. L'information qu'ils livrent n'est guère utile aux fins de l'exploitation.

La commande automatique de la production (CAP), qui produit le principal signal de commande de réglage des génératrices et des importations en réaction aux conditions de charge, n'a pas fonctionné de 14 h 54 à 15 h 8 HAE, puis de 15 h 46 et 15 h 59 HAE au moment où les deux serveurs étaient en panne. Ainsi, les génératrices n'ont pu être commandées pendant ces deux périodes en fonction des conditions de charge du réseau et d'échange (sauf de 15 h à 15 h 9 HAE lorsque la commande est passée à un système de dépannage). Ce défaut de fonctionnement n'aurait pas eu de conséquences fâcheuses. On n'a pas établi comment avait été constatée la perte du principal signal de commande de production ou s'il y avait eu des discussions au sujet de l'état de fonctionnement du système informatique[15].

Antécédents du SGE

Le SGE en service au centre de commande de FE en Ohio est un système GE Harris (devenu GE Network Systems) XA21. Sa mise en service remonte à 1995. Si on fait abstraction de légères modifications d'ordre logiciel qui sont généralement apportées dans le cadre de l'entretien et du soutien permanents d'un tel système, la dernière grande mise à niveau ou révision de ce SGE par

FE a eu lieu en 1998. Le 14 août, le système n'utilisait pas la dernière version du logiciel XA21. FE avait décidé, bien avant le 14 août, de remplacer celui-ci par le système d'un autre fournisseur.

Le personnel de FE a indiqué à l'équipe d'enquête que l'application de traitement d'alarmes avait occasionnellement eu des défaillances avant le 14 août, d'où l'absence d'alarmes sur l'état et les événements du réseau pour les opérateurs du SGE de FE[16]. Toutefois, FE a dit que, dans son mode et son déroulement, ce type de panne se produisait pour la première fois et que les techniciens TI n'avaient pu alors reconnaître la situation ni savoir comment la corriger. Le personnel de FE a dit aux enquêteurs que tard le 14 août, après la panne, on a demandé le soutien de GE et que FE et GE ont pu établir que la seule mesure corrective qui s'offrait était un redémarrage à froid[17] de tout le système XA21. Dans des interviews effectuées immédiatement après la panne générale, des techniciens TI de FE ont indiqué avoir discuté de ce redémarrage à froid avec les opérateurs du centre de commande après avoir été mis au courant de la panne du système d'alarme à 15 h 42 HAE, mais ont décidé de ne pas appliquer une telle mesure, car les opérateurs considéraient comme précaire l'état du réseau, s'inquiétant de la longueur de la période à prévoir pour effectuer un redémarrage à froid et de l'indisponibilité du SGE pendant tout ce temps[18].

Indices d'anomalies du SGE

Dans le registre de l'opérateur travaillant au pupitre ouest de FE, il y a une mention à 14 h 14 HAE de la perte du système d'alarme, mais on ne sait au juste si l'entrée s'est faite à ce moment là ou ultérieurement par référence à la dernière alarme connue. Rien n'indique que l'opérateur ait mentionné le problème à ses collègues ou à son supérieur au centre de commande ni aux techniciens TI de FE.

La première indication claire de problèmes informatiques pour les opérateurs du centre de commande de FE remonte à 14 h 19 HAE lorsque, au cours d'une conversation téléphonique entre un opérateur et un appelant, l'arrêt des commutateurs dans trois centres de répartition a été évoqué[19]. À 14 h 25 HAE, un opérateur a aussi fait mention au téléphone de l'arrêt de fonctionnement de ces trois consoles de télécommande[20]. L'indication suivante est venue à 14 h 32 HAE lorsque les planificateurs de FE ont dit avoir fait des changements d'ordonnancement pour une mise à jour des données du SGE, mais en signalant l'impossibilité de mettre les totaux à jour[21].

Les techniciens TI de FE auraient pu savoir que la perte simultanée de ses serveurs signifiait l'arrêt du système d'alarme du SGE, mais l'équipe d'enquête n'a rien relevé qui indique que ceuxci aient informé les opérateurs du centre de commande lorsqu'ils ont commencé à travailler sur les serveurs à 14 h 54 HAE ou achevé le redémarrage du serveur principal à 15 h 8 HAE. À 15 h 42 HAE, ils ont été informés du problème touchant le système d'alarme par un opérateur. FE a dit aux enquêteurs que les techniciens TI ignoraient auparavant que le sous-système du SGE qui traite les alarmes ne fonctionnait pas.

Cause 1 :
Connaissance insuffisante de la situation

Sans les systèmes du SGE, les seuls autres moyens de contrôler l'état du réseau auraient été le téléphone et la télémétrie analogique directe. Les opérateurs ne se sont pas rendu compte que le système d'alarme du SGE était en arrêt de fonctionnement et n'ont donc pas relevé par la suite les autres données télémétriques disponibles.

Cause 1 :
Connaissance insuffisante de la situation

L'après-midi du 14 août, les opérateurs de FE ont parlé au personnel extérieur, à MISO, à PJM (au sujet du réseau adjacent dans la zone de fiabilité de PJM), aux réseaux voisins (d'AEP, par exemple) et aux clients. Ils ont reçu des renseignements révélateurs de toutes ces sources, mais n'ont pas su tirer de ces indices des constatations clés sur l'état du réseau. Parmi ces communications utiles, il y a eu des appels comme ceux du centre de commande de l'est de FE au cours desquels on s'enquérait de pannes possibles de lignes, d'autres de la centrale nucléaire Perry de FE au sujet de ce qui paraissait être des pannes de lignes, des appels d'AEP au sujet de pannes à son extrémité de la ligne Star-South Canton et des conversations téléphoniques avec MISO et PJM à propos de surcharges possibles de lignes.

Sans un système d'alarme fonctionnel, les opérateurs du centre de commande de FE n'ont pu déceler la mise hors circuit d'installations électriques essentielles au maintien de la sécurité de leur zone de contrôle. Ignorant la perte du système d'alarme et les fonctions réduites du SGE, ils n'ont pas pris d'autres mesures pour contrôler le réseau. Lorsque AEP a indiqué une ouverture et une refermeture de circuit dans une ligne à 345 kV, l'opérateur de FE a écarté cette indication, la jugeant inexacte ou sans intérêt, et ce, sans examiner la discordance entre l'événement signalé par AEP et les indications de ses propres instruments. Il n'a pas vérifié cette information par la suite auprès du coordonnateur de la fiabilité de MISO. Ce n'est qu'après que AEP a avisé FE qu'une ligne à 345 kV était hors circuit et s'était verrouillée que l'opérateur a rapproché cette indication des données de fonctionnement du disjoncteur de ce poste. FE n'a pas informé sur-le-champ son coordonnateur de la fiabilité et les centres de commande voisins lorsqu'elles s'est rendu compte que l'état du réseau avait changé à cause de pannes imprévues d'installations susceptibles de toucher d'autres secteurs.

Alarmes

Les opérateurs de réseau doivent constamment regarder de près la multitude de choses qui se produisent en même temps dans leur réseau : charge, production et approvisionnement permettant de soutenir cette charge, réserves disponibles, mesures d'états critiques du réseau (p. ex. les tensions des lignes), etc. Comme il est humainement impossible d'observer et de comprendre tous ces éléments et ces états simultanément, le Système de gestion d'énergie (SGE) procède par alarmes pour communiquer l'information utile aux opérateurs du centre de commande. Les alarmes en question reposent sur les données recueillies par le système de contrôle en temps réel SCADA.

Les alarmes sont conçues pour attirer en toute rapidité et efficacité l'attention de l'opérateur sur les événements ou les changements importants dans le réseau. Elles comportent des combinaisons de signaux sonores et visuels : sons au pupitre de commande de l'opérateur, modifications de symboles ou de couleurs, séquences d'animation sur les écrans ou afficheurs, etc. Les alarmes du SGE dans les réseaux d'électricité ressemblent aux voyants ou aux timbres avertisseurs qui, dans l'automobile moderne, signalent qu'une porte est ouverte, qu'un phare est allumé, que le frein à main est enclenché ou que le réservoir d'essence est presque vide.

Comme les automobiles, les réseaux d'électricité ont des alarmes d'état et de limite. Une alarme d'état indique l'état d'un dispositif contrôlé. Dans les réseaux d'électricité, il sert communément à indiquer si des dispositifs comme les commutateurs ou les disjoncteurs sont ouverts ou fermés (arrêt ou marche) et non le contraire, ou s'ils ont changé d'état depuis le dernier contrôle. Ces alarmes informent clairement l'opérateur de réseau si un dispositif fait bien ce qu'il est censé faire, si une ligne de transport est reliée, par exemple, au réseau et achemine bien l'électricité à tel ou tel moment.

Les alarmes de limite du SGE sont conçues pour indiquer à l'opérateur de réseau si la mesure d'un élément d'équipement – tension ou débit d'une ligne, par exemple – est inférieure ou supérieure aux limites établies de sécurité et d'efficience. Lorsqu'une « alarme limite » est activée, elle transmet un important premier message à l'opérateur, l'avertissant qu'il a peut-être à régler des éléments d'équipement pour que le réseau ou les charges de consommation ne se dégradent pas. C'est comme l'avertissement de réservoir presque vide ou de moteur en surchauffe dans une automobile.

Lorsque le système d'alarme de FE est tombé en panne le 14 août, les opérateurs de FE étaient aux commandes d'un réseau complexe sans être dûment renseignés que des éléments clés de ce dernier atteignaient et dépassaient les limites de fonctionnement sûr et sans savoir que le système d'alarme était en panne et qu'ils ne devaient pas interpréter l'absence d'alarmes du SGE comme le signe que l'état du réseau était normal et inchangé.

Sans un système d'alarme fonctionnel, les opérateurs du centre de commande de FE n'ont pu déceler la mise hors circuit d'installations électriques essentielles au maintien de la sécurité de leur zone de contrôle. Ignorant la perte du système d'alarme et les fonctions réduites du SGE, ils n'ont pas pris d'autres mesures pour contrôler le réseau. Lorsque AEP a indiqué une ouverture et une refermeture de circuit dans une ligne à 345 kV, l'opérateur de FE a écarté cette indication, la jugeant inexacte ou sans intérêt, et ce, sans examiner la discordance entre l'événement signalé par AEP et les indications de ses propres instruments. Il n'a pas vérifié cette information par la suite auprès du coordonnateur de la fiabilité de MISO. Ce n'est qu'après que AEP a avisé FE qu'une ligne à 345 kV était hors circuit et s'était verrouillée que l'opérateur a rapproché cette indication des données de fonctionnement du disjoncteur de ce poste. FE n'a pas informé sur-le-champ son coordonnateur de la fiabilité et les centres de commande voisins lorsqu'elles s'est rendu compte que l'état du réseau avait changé à cause de pannes imprévues d'installations susceptibles de toucher d'autres secteurs.

Alarmes

Les opérateurs de réseau doivent constamment regarder de près la multitude de choses qui se produisent en même temps dans leur réseau : charge, production et approvisionnement permettant de soutenir cette charge, réserves disponibles, mesures d'états critiques du réseau (p. ex. les tensions des lignes), etc. Comme il est humainement impossible d'observer et de comprendre tous ces éléments et ces états simultanément, le Système de gestion d'énergie (SGE) procède par alarmes pour communiquer l'information utile aux opérateurs du centre de commande. Les alarmes en question reposent sur les données recueillies par le système de contrôle en temps réel SCADA.

Les alarmes sont conçues pour attirer en toute rapidité et efficacité l'attention de l'opérateur sur les événements ou les changements importants dans le réseau. Elles comportent des combinaisons de signaux sonores et visuels : sons au pupitre de commande de l'opérateur, modifications de symboles ou de couleurs, séquences d'animation sur les écrans ou afficheurs, etc. Les alarmes du SGE dans les réseaux d'électricité ressemblent aux voyants ou aux timbres avertisseurs qui, dans l'automobile moderne, signalent qu'une porte est ouverte, qu'un phare est allumé, que le frein à main est enclenché ou que le réservoir d'essence est presque vide.

Comme les automobiles, les réseaux d'électricité ont des alarmes d'état et de limite. Une alarme d'état indique l'état d'un dispositif contrôlé. Dans les réseaux d'électricité, il sert communément à indiquer si des dispositifs comme les commutateurs ou les disjoncteurs sont ouverts ou fermés (arrêt ou marche) et non le contraire, ou s'ils ont changé d'état depuis le dernier contrôle. Ces alarmes informent clairement l'opérateur de réseau si un dispositif fait bien ce qu'il est censé faire, si une ligne de transport est reliée, par exemple, au réseau et achemine bien l'électricité à tel ou tel moment.

Les alarmes de limite du SGE sont conçues pour indiquer à l'opérateur de réseau si la mesure d'un élément d'équipement – tension ou débit d'une ligne, par exemple – est inférieure ou supérieure aux limites établies de sécurité et d'efficience. Lorsqu'une « alarme limite » est activée, elle transmet un important premier message à l'opérateur, l'avertissant qu'il a peut-être à régler des éléments d'équipement pour que le réseau ou les charges de consommation ne se dégradent pas. C'est comme l'avertissement de réservoir presque vide ou de moteur en surchauffe dans une automobile.

Lorsque le système d'alarme de FE est tombé en panne le 14 août, les opérateurs de FE étaient aux commandes d'un réseau complexe sans être dûment renseignés que des éléments clés de ce dernier atteignaient et dépassaient les limites de fonctionnement sûr et sans savoir que le système d'alarme était en panne et qu'ils ne devaient pas interpréter l'absence d'alarmes du SGE comme le signe que l'état du réseau était normal et inchangé.

Qui a vu quoi?
De quelles données et outils les autres disposaient-ils pour contrôler l'état du réseau de FE ?

EIR du Midwest (MISO), coordonnateur de la fiabilité de FE
Alarmes – MISO a reçu, au sujet des déclenchements de disjoncteurs de FE, des indications enregistrées par son système d'alarme. Ces alarmes n'ont pas été relevées. Il faut une observation permettant de faire le lien entre le disjoncteur indiqué et la ligne ou l'appareillage visé et, si cette ligne ne fait pas l'objet d'un contrôle direct, il faut une autre observation pour établir le lien entre la ligne et la vanne de transport contrôlée. Les opérateurs de MISO étaient incapables de cliquer sur l'indicateur d'alarme à l'écran pour afficher les données correspondantes.

Analyse d'événements en temps réel (AETR ou RTCA) – L'analyse d'événements a fait voir des centaines d'écarts vers 15 h HAE. Il y avait notamment des écarts de FE dont les opérateurs de MISO (coordonnateur de la fiabilité de FE) ont discuté avec PJM (coordonnateur de la fiabilité d'AEP)[a]. Les simulations effectuées à des fins d'enquête ont montré que ces écarts liés à une situation d'urgence auraient eu lieu après la panne de la ligne Harding-Chamberlin à 15 h 5 HAE. Rien n'indique que MISO se soit occupé de ces problèmes. On ignore s'il a constaté les problèmes qui prenaient forme à la ligne Sammis-Star.

Outil de contrôle de la vanne de transport – Bien qu'on ait relevé un manque de précision dans le cas de cet outil, il demeure qu'il fonctionnait assez fidèlement et qu'il a amené MISO à appeler FE pour discuter du problème de la ligne Hanna-Juniper. Il n'aurait pas décelé les problèmes au sud de Star, ce secteur ne faisant pas partie du système de contrôle de la vanne en question et n'y étant donc pas modélisé.

AEP
Analyse d'événements – D'après les interviews[b], AEP a fait porter son analyse d'événements sur les lignes entrant dans la zone de Star. L'opérateur d'AEP a constaté un problème de surcharge de la ligne Star-South Canton à cause de la perte de la ligne Sammis-Star vers 15 h 33 HAE et a demandé à PJM de prendre des mesures d'allégement de la charge de transport dans ce cas.

Alarmes – Comme un certain nombre de lignes chevauchent les réseaux d'AEP et de FE, on était capable aux deux extrémités de chaque ligne de reconnaître les événements pouvant influer sur les deux réseaux. AEP a d'abord constaté les problèmes de lignes de FE à l'occasion de la première panne et des défaillances ultérieures de la ligne à 345 kV Star-South Canton. Il a appelé FE à trois reprises entre 14 h 35 et 15 h 45 HAE pour voir si FE connaissait la cause de cette perte.[c]

a) Visite de MISO, interview de Benbow.
b) Visite d'AEP, interview d'Ulrich.
c) Exemple à 14 h 35, voie 4; 15 h 19, voie 4; 15 h 45, voie 14 – transcriptions de FE.

Étape 3 – Panne de trois lignes à 345 kV de FE et déluge d'appels téléphoniques

Aperçu de cette phase

De 15 h 5 min 41 s à 15 h 41 min 35 s, trois lignes à 345 kV sont tombées en panne en présence de débits égaux ou inférieurs à la valeur nominale de surcharge de chacune de ces lignes. Dans chaque cas, il y aurait eu contact entre la ligne et une végétation qui avait tant poussé au fil des ans qu'elle empiétait dans le dégagement des lignes. À mesure que les lignes tombaient en panne, les charges des autres lignes s'élevaient (voir la figure 4.5). Au gré de la propagation de ces pannes de lignes de transport et des transferts de puissance vers d'autres lignes, les tensions se sont encore dégradées dans le reste du réseau de FE, comme on peut le voir à la figure 4.6.

Figure 4.5 Débits de puissance dans les lignes à 345 kV de FirstEnergy

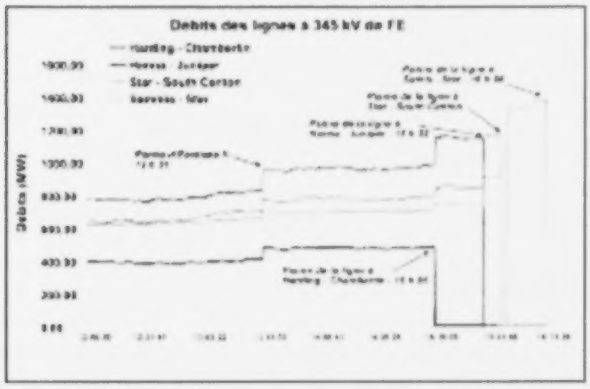
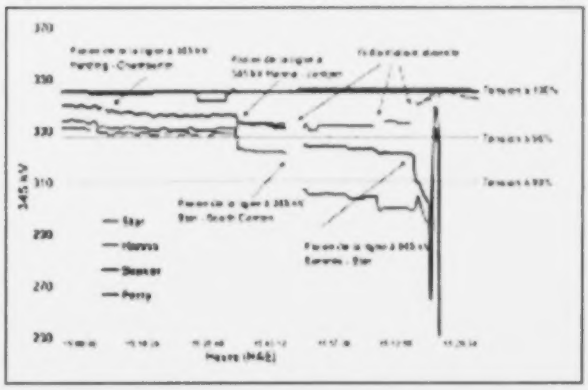


Figure 4.6 Tensions dans le réseau à 345 kV de FirstEnergy



Grands événements de l'étape 3

3A) À 15 h 5 min 41 s HAE, la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin tombe hors circuit.

3B) À 15 h 31 min 33 s HAE, MISO appelle PJM pour établir si celuici a constaté la panne de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta ; PJM confirme cette panne.

3C) À 15 h 32 min 3 s HAE, la ligne à 345 kV Hanna-Juniper tombe hors circuit.

3D) À 15 h 35 HAE, AEP demande à PJM de faire un allégement de la charge de transport (ACT) de 350 MW pour réduire la surcharge de la ligne Star-South Canton, ignorant que la ligne à 345 kV Hanna-Juniper était déjà tombée en panne à 15 h 32 HAE.

3E) À 15 h 36 HAE, MISO appelle FE au sujet de la surcharge post-incident de la ligne à 345 kV Star-Juniper par suite de la perte de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper, ignorant ce dernier fait au début de l'appel.

3F) À 15 h 41 min 3341 s HAE, la ligne à 345 kV Star-South Canton est déclenchée, réenclenchée, puis déclenchée de nouveau à 15 h 41 HAE et demeure hors service pendant qu'AEP et PJM discutent des possibilités d'allégement de la charge (ACL) (voir événement 3D).

La conception des lignes de transport tient compte du fait qu'elles s'affaissent lorsqu'elles deviennent plus chaudes, soit en raison d'une surcharge dans les lignes ou d'une température ambiante élevée. C'est pourquoi les pylônes et les conducteurs sont élevés et que ces derniers sont installés avec une tension qui permet l'affaissement prévu.

Il y a eu court-circuit dans la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin par contact du conducteur avec un arbre. Au moment de la panne, le débit, dans cette ligne, représentait seulement 43,5 % de ses valeurs normale et de surcharge nominale. Le surcroît de courant et l'élévation de température, accentués par la perte de la ligne Harding-Chamberlin, ont suffisamment fait s'affaisser la ligne Hanna-Juniper pour qu'elle vienne en contact avec un arbre et tombe en panne avec un débit qui n'était qu'à 87,5 % de ses valeurs normale et de surcharge nominale. Entre 14 h 27 min 15 s et 15 h 41 min 33 s HAE, la ligne Star-South Canton est venue en contact avec un arbre à trois reprises. Le circuit s'est ouvert et refermé chaque fois avant de se verrouiller à 15 h 42 min 35 s HAE avec une charge qui n'était pourtant qu'à 93,2 % de sa valeur de surcharge nominale.

Cause 2 :

Élagage insuffisant des arbres

Des arbres non élagués sont à l'origine de chacune de ces pannes contrairement à l'affaissement des conducteurs qui n'était pas toujours en cause. L'affaissement a parfois joué, mais ces pannes se sont produites parce qu'on a laissé pousser les arbres trop haut et que ceuxci empiétaient désormais dans l'aire de dégagement de la

ligne, et non pas parce que les conducteurs sont venus en contact avec des arbres courts. Nous verrons plus loin que les arbres dans l'emprise étaient très hauts. Chacune des lignes est tombée en panne dans des conditions se situant tout à fait dans les paramètres d'exploitation établis. L'équipe d'enquête a relevé des indices de contact avec des arbres dans les trois lignes, bien que la ligne Hanna-Juniper soit la seule pour laquelle nous ayons une observation confirmée de contact avec des arbres le 14 août. Quant aux autres lignes, l'équipe a recueilli diverses preuves – décrites plus loin – qui confirment que le contact avec des arbres a provoqué des mises à la terre qui expliquent les pannes du 14 août.

Pour s'assurer que les indices de contact végétation-ligne et les débris d'arbres observés en chaque lieu étaient bien liés aux événements du 14 août, l'équipe a voulu savoir si ces lignes avaient connu, dans les années ou les mois précédents, des pannes ayant pu causer des brûlures ou l'écorçage des arbres et a recherché d'autres indices de contact avec la végétation. Elle a ainsi établi que ces lignes n'avaient pas connu de pannes antérieures d'une certaine durée que l'on savait avoir été causées par des arbres en 2001, 2002 et 2003[22].

Comme la plupart des propriétaires de réseaux de transport, FE inspecte régulièrement ses lignes, les survolant chacune deux fois par an pour vérifier l'état des emprises. Il convient de noter que les survols de 2001 et 2002 indiquent que les inspecteurs ont observé un nombre appréciable d'arbres et autre végétation à défricher ou à élaguer dans de nombreuses lignes de transport de FE.

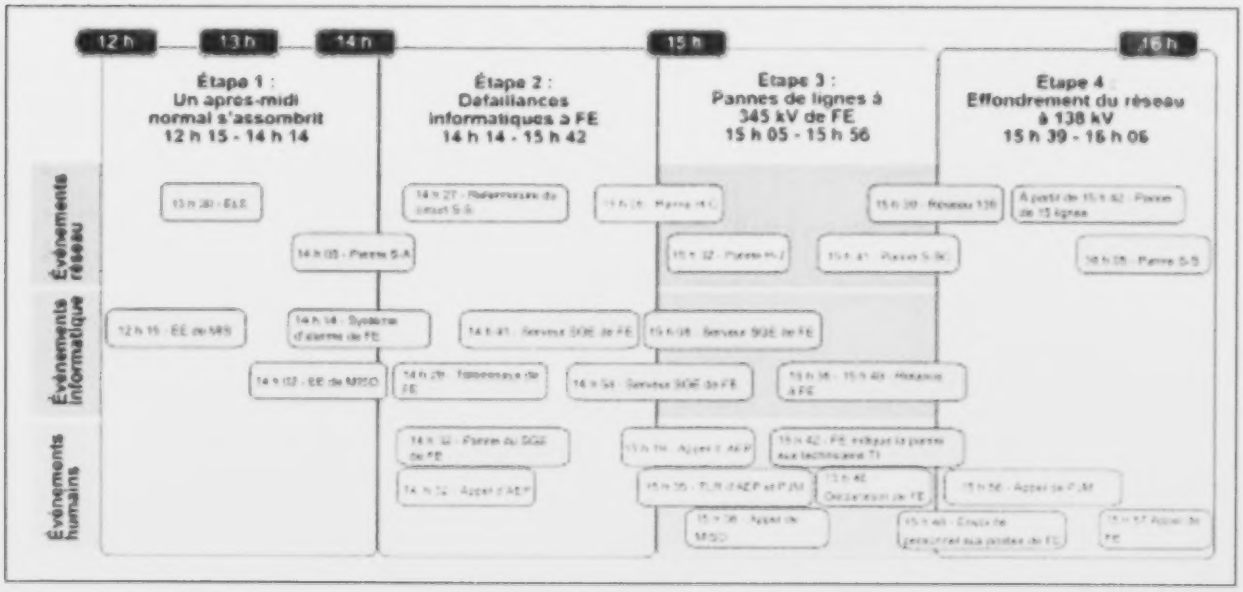
3A) 15 h 5 HAE Panne de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin

Cause 2 :

Élagage insuffisant des arbres

À 15 h 5 min 41 s HAE, la ligne Harding-Chamberlin de FE (figure 4.8) est tombée en panne et s'est verrouillée avec une charge qui n'était qu'à 43,5 % de ses valeurs normale et de surcharge nominale. L'équipe d'enquête a examiné les données de relais relativement à cette panne, trouvé le lieu de celleci et établi que les données de relais concordaient avec la « signature » d'un court-circuit par mise à la terre par suite d'un contact avec des arbres. L'équipe s'est rendue au lieu indiqué par les données de relais pour y découvrir des débris d'arbres et autre végétation. À cet endroit, le conducteur était à 14 m du sol et l'arbre couché mesurait 12,8 m, mais des parties de cet arbre avaient été retirées des lieux. Ainsi, il est difficile de préciser la hauteur du contact avec la ligne, mais comme la hauteur de l'arbre représente un minimum,

Figure 4.7 Chronologie de l'étape 3



Valeurs nominales des conducteurs

La valeur nominale de fonctionnement d'un conducteur indique la charge qu'il peut transporter en fonctionnement normal, tout en gardant sa température interne inférieure à 90° C. La valeur de surcharge nominale d'un conducteur permet des débits supérieurs à la normale, tout en limitant sa température interne à 100 °C sur une courte période déterminée pour prévenir tout excès d'affaissement. Dans le cas de trois des quatre lignes à 345 kV qui sont tombées hors circuit, FE avait fixé au même niveau la valeur nominale de fonctionnement et la valeur de surcharge nominale.

Gestion de la végétation par les services d'électricité - Quand les arbres et les lignes entrent en contact

La gestion de la végétation est une activité primordiale pour toute société d'électricité qui entretient des lignes aériennes sous tension. Ce facteur a joué un grand rôle dans les événements du 14 août, puisque des pannes surviennent lorsque des arbres ou des parties d'arbres touchent les lignes ou tombent sur celles-ci. Ce ne sont pas toutes les pannes qui peuvent être évitées (celles causées par des orages, des forts vents, etc.), mais un grand nombre d'entre elles peuvent être atténuées ou évitées si on contient la végétation avant qu'elle ne pose un problème. Au contact d'un arbre avec une ligne sous tension, il se produit un court-circuit que les relais prennent pour un défaut à la terre. Un contact physique direct n'est pas toujours nécessaire pour qu'un court-circuit se produise. Un arc électrique peut se former entre une partie d'un arbre et un conducteur haute tension voisin si on ne ménage pas une distance suffisante entre les deux. Les distances d'arc varient selon des facteurs comme la tension, la vitesse du vent et la température ambiante. Les arcs peuvent causer aussi bien des incendies que des courts-circuits et des pannes de lignes.

La plupart des services d'électricité ont des conventions d'occupation et de servitude d'emprise leur permettant de défricher ou de contenir la végétation se trouvant le long de leurs lignes de transport pour assurer la sécurité et la fiabilité de leur réseau. De telles servitudes leur permettent d'exercer un large contrôle sur le paysage environnant. Elles acquièrent ainsi une grande liberté d'exécuter tous les travaux jugés nécessaires au maintien des aires de dégagement des lignes par la maîtrise de la végétation. Les trois principaux moyens de maîtriser la végétation des emprises de transport consistent à élaguer les branches proches de l'aire de dégagement, à enlever toute la végétation par tonte ou par coupe et à se servir d'herbicides pour inhiber ou empêcher la croissance. On a plus fréquemment recours aux moyens mécaniques et chimiques pour maîtriser la végétation qu'à l'élagage le long des emprises de transport.

Les conventions de servitude de FE lui accordent des droits importants d'élagage ou d'enlèvement de la végétation des emprises, et notamment « le droit de construire, d'inspecter, d'exploiter, de remplacer, de déplacer, de réparer, d'inspecter et d'entretenir en permanence au-dessus, au-dessous et le long des emprises décrites plus haut toutes les constructions avec fils, câbles et autres accessoires habituels utiles au transport et à la distribution d'électricité, y compris pour le téléphone et le télégraphe, ainsi que le droit d'élaguer, de couper, d'enlever ou de contenir par tout autre moyen et en tout temps les arbres, branches et autre végétation qui, à l'intérieur ou autour de l'emprise, peuvent faire obstacle ou nuire à ces constructions avec leurs fils et accessoires ou encore à leur fonctionnement. »[a]

FE procède à la maîtrise de la végétation de ses emprises de transport selon un cycle de cinq ans, c'est-à-dire exécute tous les travaux nécessaires de dévégétation touchant ses circuits sur une période de cinq ans. Un tel cycle de cinq ans est conforme aux normes de l'industrie, et on peut fréquemment observer que les fournisseurs de services de transport n'exercent pas intégralement les droits que leur confèrent les conventions de servitude sur les emprises en raison de l'opposition des propriétaires fonciers.

a) Texte standard dans la convention de servitude de droit de passage de FE.

ligne, et non pas parce que les conducteurs sont venus en contact avec des arbres courts. Nous verrons plus loin que les arbres dans l'emprise étaient très hauts. Chacune des lignes est tombée en panne dans des conditions se situant tout à fait dans les paramètres d'exploitation établis. L'équipe d'enquête a relevé des indices de contact avec des arbres dans les trois lignes, bien que la ligne Hanna-Juniper soit la seule pour laquelle nous ayons une observation confirmée de contact avec des arbres le 14 août. Quant aux autres lignes, l'équipe a recueilli diverses preuves – décrites plus loin – qui confirment que le contact avec des arbres a provoqué des mises à la terre qui expliquent les pannes du 14 août.

Pour s'assurer que les indices de contact végétation-ligne et les débris d'arbres observés en chaque lieu étaient bien liés aux événements du 14 août, l'équipe a voulu savoir si ces lignes avaient connu, dans les années ou les mois précédents, des pannes ayant pu causer des brûlures ou l'écorçage des arbres et a recherché d'autres indices de contact avec la végétation. Elle a ainsi établi que ces lignes n'avaient pas connu de pannes antérieures d'une certaine durée que l'on savait avoir été causées par des arbres en 2001, 2002 et 2003[22].

Comme la plupart des propriétaires de réseaux de transport, FE inspecte régulièrement ses lignes, les survolant chacune deux fois par an pour vérifier l'état des emprises. Il convient de noter que les survols de 2001 et 2002 indiquent que les inspecteurs ont observé un nombre appréciable d'arbres et autre végétation à défricher ou à élaguer dans de nombreuses lignes de transport de FE.

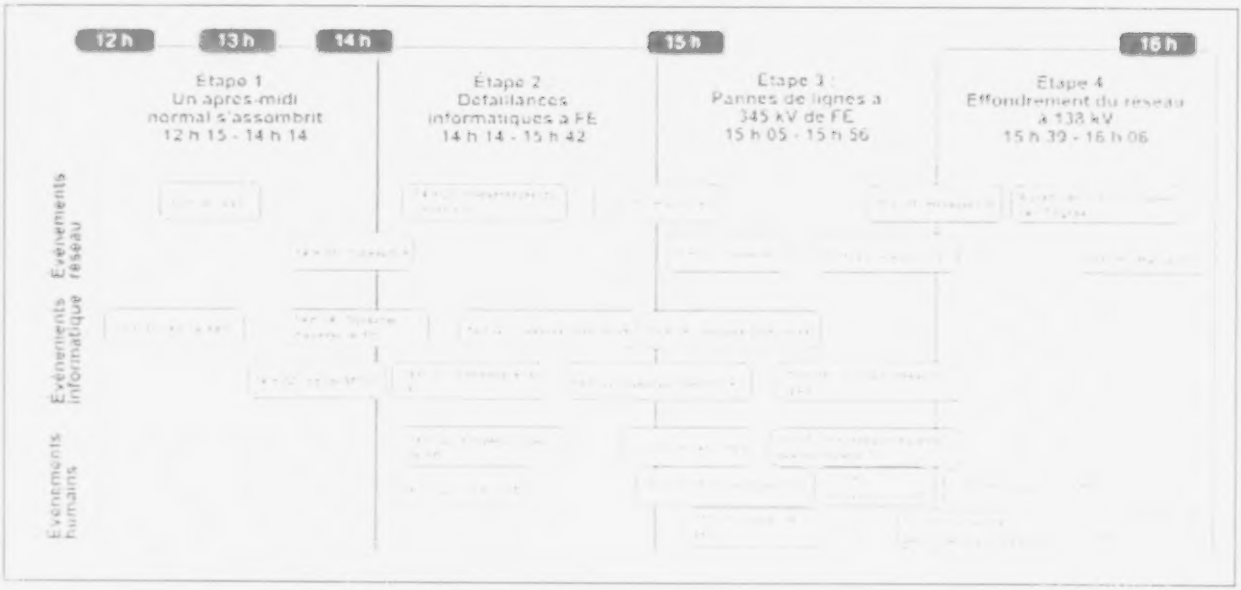
3.1.1 15 h 5 HAE : Panne de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin

Cause 2 :

Élagage insuffisant des arbres

À 15 h 5 min 41 s HAE, la ligne Harding-Chamberlin de FE (figure 4.8) est tombée en panne et s'est verrouillée avec une charge qui n'était qu'à 43,5 % de ses valeurs normale et de surcharge nominale. L'équipe d'enquête a examiné les données de relais relativement à cette panne, trouvé le lieu de celle-ci et établi que les données de relais concordaient avec la « signature » d'un court-circuit par mise à la terre par suite d'un contact avec des arbres. L'équipe s'est rendue au lieu indiqué par les données de relais pour y découvrir des débris d'arbres et autre végétation. À cet endroit, le conducteur était à 14 m du sol et l'arbre couché mesurait 12,8 m, mais des parties de cet arbre avaient été retirées des lieux. Ainsi, il est difficile de préciser la hauteur du contact avec la ligne, mais comme la hauteur de l'arbre représente un minimum,

Figure 4.7 Chronologie de l'étape 3



Valeurs nominales des conducteurs

La valeur nominale de fonctionnement d'un conducteur indique la charge qu'il peut transporter en fonctionnement normal, tout en gardant sa température interne inférieure à 90° C. La valeur de surcharge nominale d'un conducteur permet des débits supérieurs à la normale, tout en limitant sa température interne à 100 °C sur une courte période déterminée pour prévenir tout excès d'affaissement. Dans le cas de trois des quatre lignes à 345 kV qui sont tombées hors circuit, FE avait fixé au même niveau la valeur nominale de fonctionnement et la valeur de surcharge nominale.

Gestion de la végétation par les services d'électricité - Quand les arbres et les lignes entrent en contact

La gestion de la végétation est une activité primordiale pour toute société d'électricité qui entretient des lignes aériennes sous tension. Ce facteur a joué un grand rôle dans les événements du 14 août, puisque des pannes surviennent lorsque des arbres ou des parties d'arbres touchent les lignes ou tombent sur celles-ci. Ce ne sont pas toutes les pannes qui peuvent être évitées (celles causées par des orages, des forts vents, etc.), mais un grand nombre d'entre elles peuvent être atténuées ou évitées si on contient la végétation avant qu'elle ne pose un problème. Au contact d'un arbre avec une ligne sous tension, il se produit un court-circuit que les relais prennent pour un défaut à la terre. Un contact physique direct n'est pas toujours nécessaire pour qu'un court-circuit se produise. Un arc électrique peut se former entre une partie d'un arbre et un conducteur haute tension voisin si on ne ménage pas une distance suffisante entre les deux. Les distances d'arc varient selon des facteurs comme la tension, la vitesse du vent et la température ambiante. Les arcs peuvent causer aussi bien des incendies que des courts-circuits et des pannes de lignes.

La plupart des services d'électricité ont des conventions d'occupation et de servitude d'emprise leur permettant de défricher ou de contenir la végétation se trouvant le long de leurs lignes de transport pour assurer la sécurité et la fiabilité de leur réseau. De telles servitudes leur permettent d'exercer un large contrôle sur le paysage environnant. Elles acquièrent ainsi une grande liberté d'exécuter tous les travaux jugés nécessaires au maintien des aires de dégagement des lignes par la maîtrise de la végétation. Les trois principaux moyens de maîtriser la végétation des emprises de transport consistent à élaguer les branches proches de l'aire de dégagement, à enlever toute la végétation par tonte ou par coupe et à se servir d'herbicides pour inhiber ou empêcher la croissance. On a plus fréquemment recours aux moyens mécaniques et chimiques pour maîtriser la végétation qu'à l'élagage le long des emprises de transport.

Les conventions de servitude de FE lui accordent des droits importants d'élagage ou d'enlèvement de la végétation des emprises, et notamment « le droit de construire, d'inspecter, d'exploiter, de remplacer, de déplacer, de réparer, d'inspecter et d'entretenir en permanence au-dessus, au-dessous et le long des emprises décrites plus haut toutes les constructions avec fils, câbles et autres accessoires habituels utiles au transport et à la distribution d'électricité, y compris pour le téléphone et le télégraphe, ainsi que le droit d'élaguer, de couper, d'enlever ou de contenir par tout autre moyen et en tout temps les arbres, branches et autre végétation qui, à l'intérieur ou autour de l'emprise, peuvent faire obstacle ou nuire à ces constructions avec leurs fils et accessoires ou encore à leur fonctionnement. »[a]

FE procède à la maîtrise de la végétation de ses emprises de transport selon un cycle de cinq ans, c'est-à-dire exécute tous les travaux nécessaires de dévégétation touchant ses circuits sur une période de cinq ans. Un tel cycle de cinq ans est conforme aux normes de l'industrie, et on peut fréquemment observer que les fournisseurs de services de transport n'exercent pas intégralement les droits que leur confèrent les conventions de servitude sur les emprises en raison de l'opposition des propriétaires fonciers.

a) Texte standard dans la convention de servitude de droit de passage de FE.

le contact a sans doute eu lieu de 90 à 120 cm plus haut que ce que nous estimons ici. On a observé des traces de brûlures dans l'arbre à une hauteur de 10,9 m et la cime était au moins 1,8 m plus haut que ces dernières. L'arbre montrait des signes de détérioration par courant de défaut[23].

Le verrouillage de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin a fait que les trois autres lignes méridionales à 345 kV vers Cleveland ont absorbé une charge plus grande. C'est la ligne Hanna-Juniper qui a pris la plus grande. La panne a aussi élevé les débits dans le réseau annexe à 138 kV.

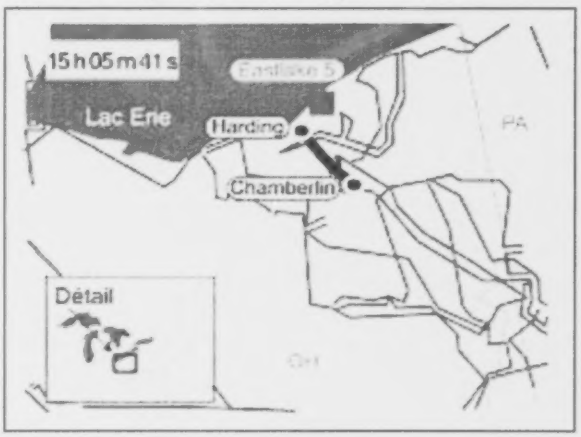
Cause 1 : Connaissance insuffisante de la situation

MISO ne s'est aperçu que la ligne Harding-Chamberlin était tombée hors circuit qu'après le début de la panne générale lorsqu'il a examiné le registre des opérations de disjoncteurs le soir même. FE dit n'avoir constaté la panne de cette ligne qu'à la suite de l'appel reçu de MISO à 15 h 36 HAE où celuici lui indiquait avoir observé une surcharge de la ligne Star-Juniper à cause d'une perte imprévue de la ligne Hanna-Juniper[24]. Toutefois, l'équipe d'enquête n'a rien trouvé dans les registres et transcriptions du centre de commande qui lui indique que FE n'avait eu connaissance de la panne de la ligne Harding-Chamberlin qu'après le début de la panne générale.

Cause 3 : Soutien diagnostique insuffisant du coordonnateur de la fiabilité

Harding-Chamberlin ne faisait pas partie des vannes de transport contrôlées par MISO à titre de centre clé de transport et, par conséquent, le coordonnateur de la fiabilité ignorait quand la première ligne à 345 kV de FE était tombée hors circuit. MISO a bien reçu des données de SCADA sur le changement d'état de cette ligne, mais le fait a été présenté à ses opérateurs comme un changement d'état de disjoncteur plutôt que comme une panne de ligne. Comme le système de traitement topologique du SGE n'était pas encore réglé pour reconnaître les pannes de lignes, il n'a pas fait le lien entre les données du disjoncteur et la perte d'une ligne de transport. Ainsi, les opérateurs de MISO n'ont pas considéré la panne Harding-Chamberlin comme un incident important et n'ont donc pu conseiller FE sur l'événement ni sur ses conséquences. Ajoutons que, sans son estimateur d'état ni les analyses d'événements qui y sont liées, MISO était incapable de déterminer les surcharges qui pourraient se produire par suite des diverses pannes de lignes ou d'équipement. C'est ainsi que, lorsque la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin est tombée hors circuit à 15 h 5 HAE, l'estimateur d'état n'a pas produit de résultats et ne pouvait prévoir de surcharge en cas de panne de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper[25].

Figure 4.8 La ligne à 345 kV Harding-Chamberlin



3C) 15 h 32 Panne de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper de FE

Cause 2 : Élagage insuffisant des arbres

À 15 h 32 min 3 s HAE, la ligne Hanna-Juniper (figure 4.9) est tombée hors circuit et s'est verrouillée. Une équipe d'élagage travaillait à proximité et a pu observer le contact végétation-ligne. Le contact avec un arbre a eu lieu à la phase sud où la ligne est plus basse qu'à la phase du centre à cause de la conception des aménagements. Il restait peu de chose de cet arbre au moment de la visite de l'équipe en octobre, mais celle-ci a pu observer une souche de 36 cm de diamètre au sol et parlé à quelqu'un qui avait été témoin du contact végétation-ligne le 14 août[26]. FE a présenté des photos où on peut nettement voir que l'arbre en question était d'une taille excessive. Les arbres voisins (à bonne distance de la ligne) avaient 46 cm de diamètre au sol et 18 m de haut. Ailleurs à cet endroit, on pouvait observer un grand nombre d'arbres (au moins 20) dans l'emprise.

Figure 4.9 La ligne à 345 kV Hanna-Juniper

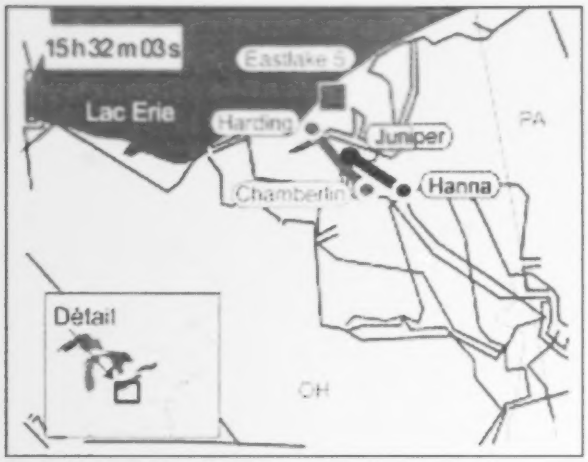
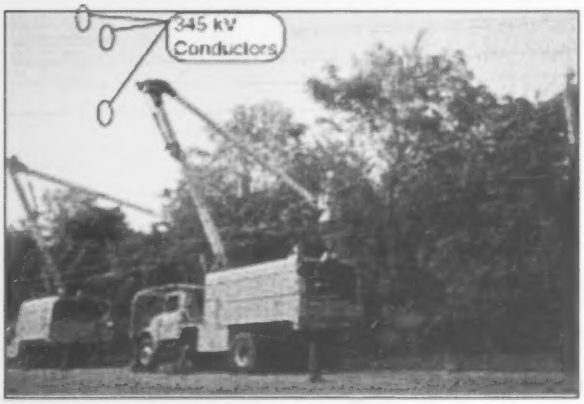


Figure 4.10 La cause de la panne de la ligne Hanna-Juniper



Cette photo prise le 14 août montre l'arbre qui a causé la panne de la ligne Hanna-Juniper (c'est l'arbre le plus haut de la photo). On peut voir d'autres conducteurs et câbles de garde à l'arrière-plan. Photo de Nelson Tree.

La ligne Hanna-Juniper portait une charge se situant à 87,5 % de ses valeurs normale et de surcharge nominale lorsqu'elle est tombée hors circuit. Par suite de l'ouverture de cette ligne, une puissance de presque 1 000 MVA a dû trouver un nouveau trajet pour rejoindre sa charge à Cleveland. Il y a eu élévation de la charge dans les deux autres lignes à 345 kV, la ligne Star-Juniper prenant le gros de la puissance. Dans la ligne Star-South Canton, la charge a dépassé la valeur normale, mais non la valeur de surcharge nominale. À son tour, le réseau à 138 kV a pris plus de puissance. Les débits vers l'ouest en direction du Michigan ont légèrement diminué, tout comme les tensions dans le secteur de Cleveland.

3D) À 15 h 35 HAE, AEP et PJM mettent en place un allégement de la charge de transport (ACT) pour la ligne Star-South Canton

Cause 3 : Soutien diagnostique insuffisant du coordonnateur de la fiabilité

Comme son système d'alarme ne fonctionnait pas, FE ignorait les pannes des lignes Harding-Chamberlin et Hanna-Juniper. Une fois que MISO a mis à jour en mode manuel le modèle d'estimation d'état à la suite de la panne de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta, ce logiciel a pu produire une estimation d'état et une analyse d'événements à 15 h 41 HAE. Dans les 36 minutes comprises entre 15 h 5 et 15 h 41 HAE, MISO n'a pas pris la mesure des conséquences de la panne de la ligne Hanna-Juniper et les opérateurs de FE ne savaient rien de cette panne ni de ses répercussions. PJG et AEP ont constaté la surcharge de la ligne Star-South Canton, mais ne s'y attendaient pas, puisque la plus récente analyse d'événements n'examinait pas assez de lignes du réseau de FE pour prévoir ce résultat de la panne Hanna-Juniper après la panne Harding-Chamberlin.

Cause 3 : Soutien diagnostique insuffisant du coordonnateur de la fiabilité

Après la constatation par AEP de la surcharge de la ligne Star-South Canton, AEP a demandé à 15 h 35 HAE que PJM travaille à un plan d'ACT pour réduire cette surcharge de 350 MW. Il s'agissait de diminuer la surcharge qui dépassait la valeur normale dans cette ligne et d'empêcher que cette dernière surpasse la valeur de surcharge nominale en cas de panne de la ligne Sammis-Star. Lorsqu'ils se sont attelés à ce plan d'ACT, ni AEP ni PJM ne savaient que la ligne à 345 kV Hanna-Juniper était déjà tombée hors circuit à 15 h 32 HAE, dégradant encore plus l'état du réseau. Comme la grande majorité des plans d'ACT prévoient des réductions de 25 à 50 MW, une demande de 350 MW était des plus inhabituelles et les opérateurs ont voulu vérifier pourquoi on avait soudain besoin d'une ponction aussi importante avant de donner suite à une telle demande. Moins de dix minutes se sont écoulées entre la perte de la ligne Hanna-Juniper, d'une part, et le dépassement de la valeur normale, la mise hors circuit et le verrouillage de la ligne Star-South Canton, d'autre part.

Cause 3 : Soutien diagnostique insuffisant du coordonnateur de la fiabilité

Le principal outil dont se sert MISO pour évaluer la fiabilité des principales vannes de transport (ce sont des regroupements précis de lignes ou d'installations de transport qui, parfois, ont moins de capacité de transfert qu'il serait souhaitable) est le système de contrôle des vannes de transport. Après que la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin soit tombée hors circuit à

Prise en charge des situations d'urgence par délestage et application de plans d'ACT

On règle généralement des **problèmes de charge de transport** comme les surcharges ou les écarts de limites de stabilité de caractère imprévu en prenant des mesures d'ACT (allégement de la charge de transport) qui, le plus souvent, entrent en application de 30 à 60 minutes après leur adoption. Exception faite des ACT de niveau 6, ces mesures visent à prévenir les états de non-fiabilité des réseaux[a]. Elles ne sont pas applicables en temps réel dans des situations d'urgence, car il faut trop de temps pour les mettre en oeuvre. Un ACT de niveau 6 prévoit la prise de mesures immédiates pour éliminer les surcharges et les écarts par rapport aux limites de stabilité, telles qu'une nouvelle répartition de la production et la reconfiguration du réseau, ainsi que des délestages. Les répartiteurs de FE, de MISO et des autres zones de contrôle ou les coordonnateurs de la fiabilité ont le pouvoir – et la responsabilité en vertu des politiques d'exploitation du NERC – de prendre de telles mesures, mais les occasions d'agir ainsi sont relativement rares.

Les plans d'ACT de niveau inférieur réduisent les transactions programmées, d'abord, les transactions de puissance non garantie, ensuite, proportionnellement, les transactions de puissance garantie, y compris la charge d'origine. Si le réseau ne revient pas à un état de fonctionnement pré-événement après la mise en oeuvre d'un ACT de niveau 3 et 5 ou si ce dernier fonctionne en conditions effectives de surcharge ou de dépassement des limites de stabilité, les opérateurs doivent modifier d'urgence la répartition de la production et/ou procéder à des délestages comme le prescrit l'ACT de niveau 6 pour rétablir la sûreté de fonctionnement. Une fois le réseau hors de danger, ils doivent lancer un ACT de niveau 3 et/ou de niveau 5 afin de mettre fin aux mesures d'urgence de redistribution de la production ou de délestage.

Les opérateurs de réseau et les coordonnateurs de la fiabilité ont le devoir et l'autorité, en vertu des politiques du NERC, de prendre des mesures allant jusqu'aux décisions de redistribution de production et de délestage pour sauvegarder la sécurité de leur réseau. Comme ils n'avaient ni une connaissance ni une compréhension suffisantes de l'état des réseaux le 14 août, les opérateurs de FE, MISO, PJM et AEP n'ont pas jugé bon de prendre des mesures d'urgence.

Application de mesures automatiques à des tensions d'exception – Il y a peu de programmes automatiques de protection en place dans le nord de l'Ohio si on fait abstraction des programmes automatiques de délestage à certains endroits . Certains services d'électricité dans le nord-est des États-Unis, en Ontario et dans certaines parties de l'Interconnexion de l'Ouest utilisent des systèmes spéciaux de protection ou des plans de mesures correctives pour corriger des situations, par exemple des délestages de sous-tension, et ce, dans des situations graves prédéterminées comme celles qui se sont présentées dans le nord de l'Ohio le 14 août.

[a]« Northern MAPP/Northwestern Ontario Disturbance-June 25, 1998 », NERC 1998 Disturbance Report, p. 17.

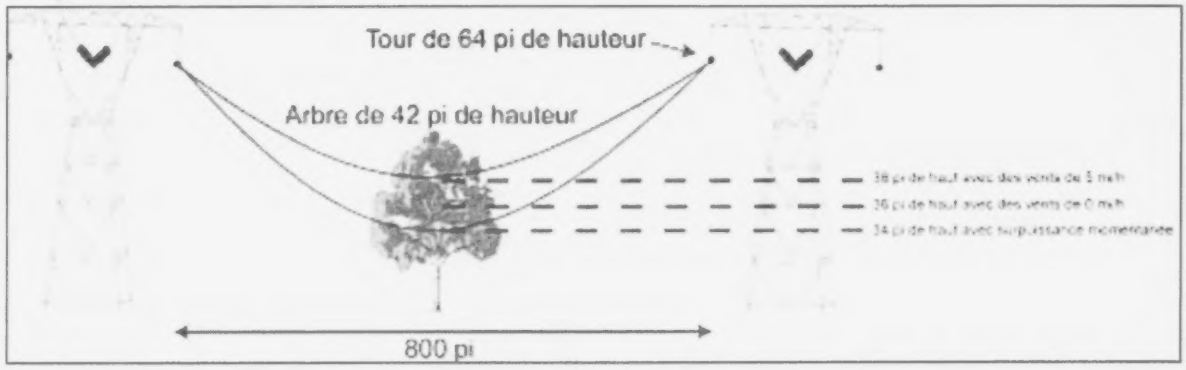
15 h 5 HAE, ce système a produit des résultats inexacts (dépassés), parce que le modèle ne tenait pas compte de cette panne. Le système a supposé que la ligne Harding-Chamberlin était toujours disponible et n'a pas prévu la surcharge qui a entraîné la perte de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper. Lorsque cette dernière est tombée en panne à 15 h 32 HAE, la surcharge résultante a été décelée par le SCADA qui a déclenché des alarmes dans les centres de commande de MISO, ce qui a poussé les opérateurs à en informer FE[27]. Comme l'estimateur d'état de MISO – qui était en cours de développement – ne fonctionnait pas bien, pas plus d'ailleurs que le système de contrôle des vannes de transport, MISO était moins capable de constater qu'une situation d'urgence était en train de naître dans le réseau de FE.

Pourquoi y a-t-il eu tant de contacts végétation-ligne le 14 août?

Les contacts entre des lignes et des arbres et les pannes de transport qui s'ensuivent n'ont rien d'inhabituel l'été sur la majeure partie du territoire nord-américain. Le phénomène s'explique par une combinaison d'éléments qui se produisent plus particulièrement vers la fin de la période estivale :

- Les arbres croissent le plus au printemps et à l'été et plus on avance en saison estivale, plus les arbres gagnent en hauteur et plus aussi s'accroissent les risques de contact avec une ligne de transport voisine.
- Quand les températures s'élèvent, les consommateurs se servent davantage de climatiseurs et les charges de réseau augmentent. Plus les charges s'élèvent, plus les débits d'électricité augmentent, et plus les besoins de puissance réelle (MW) et de puissance réactive (Mvar) sont grands. Plus le débit d'une ligne de transport s'accroît, plus elle s'échauffe ; plus le métal d'un conducteur chaud se dilate, plus la ligne s'affaisse. On fixe la plupart des valeurs de surcharge nominales des conducteurs de manière que la température interne ne dépasse pas les 100 ° C (212 ° F).
- Plus la température s'élève, moins l'air ambiant peut refroidir les lignes de transport en charge.
- Le vent rafraîchit la ligne de transport en augmentant le mouvement d'air à sa surface. Le 14 août, la vitesse des vents à l'aéroport Akron-Fulton en Ohio s'établissait en moyenne à 5 nœuds vers les 14 h, mais à 15 h HAE, elle n'était plus que de 2 nœuds (c'est la valeur de vitesse du vent habituellement intégrée à la conception des conducteurs) ou moins. Les vents étant plus faibles, les lignes se sont affaissées encore plus, se rapprochant des branches d'arbres voisins.

Le 14 août, cette combinaison d'éléments dans bien des régions de l'Ohio et de l'Indiana a fait s'échauffer et s'affaisser les lignes de transport. Si un arbre avait poussé au point d'empiéter dans l'aire prévue de dégagement d'une ligne, un contact végétation-ligne aurait été plus probable, mais pas inévitable. La panne d'une ligne élève les débits des lignes voisines, provoquant une surcharge, une surchauffe et un affaissement plus prononcé des conducteurs.



3F) À 15 h 41 HAE, panne de la ligne à 345 kV Star-South Canton

La ligne Star-South Canton (figure 4.11) chevauche la ligne de démarcation entre les réseaux de FE et d'AEP. Elle est en copropriété, chacune de ces sociétés étant propriétaire du tronçon qui se trouve sur son territoire et s'occupant de la gestion de son emprise. La ligne Star-South Canton s'est ouverte et refermée trois fois dans l'après-midi du 14 août, d'abord à 14 h 27 min 15 s HAE (refermeture aux deux extrémités), ensuite à 15 h 38 min 48 s et enfin à 15 h 41 min 35 s. Elle est tombée en panne et s'est verrouillée au poste de Star. Dans chaque cas, il y a eu contact à la terre. Cette ligne est tombée hors circuit à un débit correspondant à 93,2 % de sa valeur de surcharge nominale.

Cause 2 : Élagage insuffisant des arbres

L'équipe d'enquête a inspecté le lieu de l'emprise indiqué par les enregistreurs numériques de défaillance des relais sur le tronçon de FE. Elle a trouvé des débris d'arbres et d'autres végétaux qui étaient tombés au sol le 14 août ou après. En ce lieu, la ligne aérienne se trouvait à une hauteur de 13,6 m. Un arbre reconnaissable mesurait 9 m de haut, mais l'équipe n'a pu repérer la souche ni découvrir toutes les parties de l'arbre. Un massif voisin avait été grandement endommagé par la panne. Il y avait notamment des branches carbonisées ou dépouillées de leur écorce par un courant de fuite. De plus, la surface du sol autour du tronc était bouleversée, décolorée et morcelée, indice courant des effets d'un fort courant de fuite ou de multiples courants de fuite. L'analyse d'une autre souche a indiqué qu'un arbre de 14 ans avait récemment été retiré du milieu de l'emprise[28].

À la suite de la perte de la ligne Star-South Canton, les débits se sont beaucoup élevés dans le réseau à 138 kV en direction de Cleveland et les tensions locales ont commencé à se dégrader dans les réseaux annexes à 138 et 69 kV. Au même moment, les débits s'accroissaient dans la ligne à 345 kV Sammis-Star à cause des pannes de lignes à 138 kV, seules voies restantes entre le sud et Cleveland.

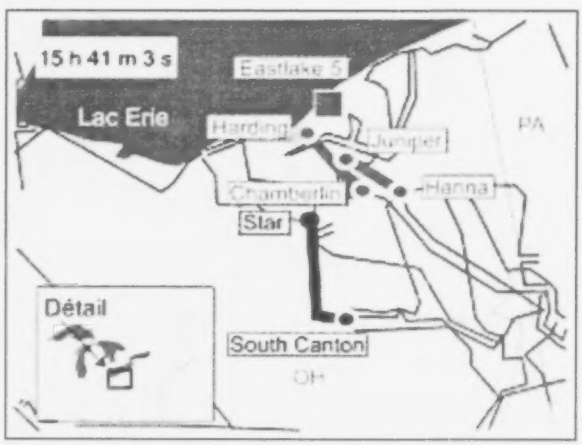
Cause 1 : Connaissance insuffisante de la situation

Les opérateurs de FE ignoraient que le réseau fonctionnait hors des limites de « panne par un premier événement imprévu » à la suite de la panne de la ligne Harding-Chamberlin (entraînant la perte de la ligne Hanna-Juniper), n'ayant pas procédé à une analyse d'incidents le 14 août (probablement là encore parce que, après 14 h 14 HAE, ils ne se sont pas rendu compte que l'état fondamental du réseau avait changé)[29]. L'équipe d'enquête n'a pas établi si les données sur l'état du réseau utilisées par l'estimateur d'état et le modèle d'analyse d'événements de FE avaient fidèlement été mises à jour.

Répercussions sur le réseau des pannes de lignes à 345 kV.

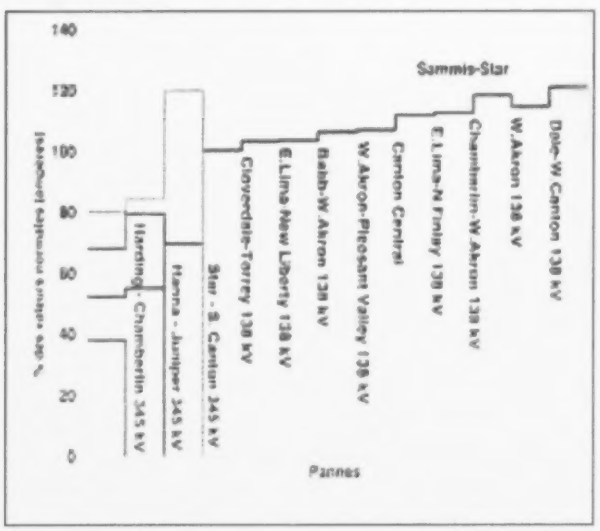
Par modélisation, l'équipe d'enquête a examiné les répercussions de la perte des lignes à 345 kV Harding-Chamberlin, Hanna-Juniper et Star-South Canton. Après diverses analyses de scénarios, ils sont parvenus à la conclusion que, si la ligne Hanna-Juniper ou Harding-Chamberlin avait été remise en service de façon stable, la ligne Star-South Canton ne serait pas tombée hors circuit et en verrouillage à 15 h 42 HAE.

Figure 4.11 La ligne 345 kV Star-South Canton



À en juger par les données d'une vaste modélisation effectuée par l'équipe d'enquête, il n'y avait pas d'écarts par rapport aux limites pré-événement à 15 h 5 HAE avant la perte de la ligne à 345 kV Chamberlin-Harding. La figure 4.12 présente les charges estimées en modélisation par l'équipe d'enquête au moment où les lignes à 345 kV ont commencé à tomber en panne dans le nord-est de l'Ohio. En indiquant les pourcentages des charges par rapport aux valeurs normales, la figure montre comment la charge de chaque ligne s'est élevée à mesure que les lignes à 345 et 138 kV sont tombées hors circuit entre 15 h 5 (Harding-Chamberlin, première ligne en question à se dégrader) et 16 h 6 HAE (Dale-West Canton). Comme on peut le voir, aucune des lignes à 345 ou 138 kV n'a dépassé les valeurs normales avant les pannes combinées des lignes Harding-Chamberlin et Hanna-Juniper. Il reste que, immédiatement après la perte de la seconde de ces lignes, la charge de la ligne Star-South Canton a fait un bond, passant selon les estimations de 82 % à 120 % de la valeur normale (elle-même inférieure à la valeur de surcharge nominale), et est demeurée à ce dernier niveau pendant 10 minutes avant de tomber en panne. À droite, le graphique indique l'incidence des pannes des lignes à 138 kV (qui seront abordées dans la description de la prochaine étape) sur les deux lignes restantes à 345 kV. Ainsi, la charge de la ligne Sammis-Star s'est constamment élevée au-dessus de 100 % au gré des pertes de lignes à 138 kV.

Figure 4.12 Incidence cumulative des pannes successives sur les charges des lignes à 345 kV



Une fois perdue la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin à 15 h 5 HAE, on a relevé des écarts par rapport aux limites pré-événement dans les cas suivants :

- ligne à 345 kV Star-Juniper dont la charge dépasserait la limite de surcharge nominale si la ligne à 345 kV Hanna-Juniper devait elle aussi tomber ;
- lignes à 345 kV Hanna-Juniper et Harding-Juniper dont les charges dépasseraient les limites de surcharge nominale si la génératrice Perry (1 255 MW) tombait en panne.

Sur le plan opérationnel, une fois que le réseau de FE se trouvait en situation de dérogation pré-événement N1, toute nouvelle perte d'installations accentuait l'écart et la perte de fiabilité. Une fois perdue la ligne Harding-Chamberlin, FE devait, pour ne pas déroger aux critères du NERC, réduire les charges de ces trois lignes dans les 30 minutes de sorte qu'aucun autre incident unique n'entraîne le dépassement des limites de surcharge nominale (situation d'urgence). En d'autres termes, FE se devait de rétablir le réseau dans sa sûreté de fonctionnement.

Appels téléphoniques au centre de commande de FE

Cause 1 : Connaissance insuffisante de la situation

Entre 14 h 14 HAE, moment où le système d'alarme SGE est tombé en panne, et 15 h 42 HAE, moment où ils ont commencé à se rendre compte de la situation, les opérateurs de FE n'ont pas compris l'ampleur des pertes dans leur réseau, ni à quel point ils se trompaient sur l'état réel de ce dernier, et ceci, en dépit du fait qu'ils avaient reçu des indices en ce sens par des appels téléphoniques en provenance d'AEP, de PJM, de MISO et de clients. Les intéressés sont demeurés inconscients jusqu'à environ 15 h 45 HAE des pannes de lignes qui s'étaient produites après la mise hors circuit de la génératrice Eastlake 5 à 13 h 31 HAE, bien qu'ayant commencé à obtenir des informations extérieures décrivant des aspects de l'affaiblissement du réseau. Comme ils n'ont pas eu connaissance des événements à mesure qu'ils se déroulaient, ils n'ont pris aucune mesure pour remettre le réseau en état de fiabilité.

Voici une brève description de certains des appels reçus par eux au sujet des problèmes du réseau, montrant leur défaut de reconnaître ceux-ci. Pour la commodité de l'exposé, nous regarderons la suite d'appels reçus entre le moment où se sont produites les pannes de lignes à 345 kV et celui où le réseau à 138 kV s'est effondré et qui appartient à l'étape suivante.

Après la première panne de la ligne à 345 kV Star-South Canton à 14 h 27 HAE, AEP a appelé FE à 14 h 32 HAE pour en discuter et pouvoir refermer le circuit. AEP connaissait les opérations de disjoncteur à son extrémité (South Canton) et s'est enquis des opérations à l'autre extrémité (Star) de FE. FE a dit n'avoir rien vu à son extrémité, mais AEP a réaffirmé qu'il y avait eu panne à 14 h 27 HAE et que le disjoncteur de South Canton avait refermé le circuit[30]. À FE, il y a eu une conversation interne au sujet de l'appel d'AEP à 14 h 51 HAE. On s'y est dit inquiet de n'avoir eu aucune indication d'une opération de disjoncteur, mais comme on n'avait pas de données au centre de commande, les opérateurs en sont restés là.

À 15 h 19 HAE, AEP a rappelé FE pour confirmer la panne de la ligne Star-South Canton et l'opération de relais selon des indications reçues du terrain. Le préposé de FE a redit que, n'ayant reçu aucun signal d'alarme, le centre de commande pensait qu'il n'y avait aucun problème. Un technicien d'AEP au poste électrique de South Canton a vérifié s'il y avait eu panne. À 15 h 20 HAE, AEP a décidé de considérer l'information de relais et d'enregistreur numérique de défauts de South Canton comme un « signe du has d » et de vérifier les relais pour voir en quoi le problème pourrait consister[31].

À 15 h 35 HAE, le centre de commande de FE a reçu un appel du préposé à la génératrice Mansfield 2 qui s'inquiétait des signaux d'enregistreur de défauts et de crêtes d'excitation de l'alimentation en tension (alarme de surexcitation) ; un répartiteur a aussi appelé pour signaler un « saut » dans son secteur. Peu après cet appel, le centre de commande de FE à Reading en Pennsylvanie a appelé pour indiquer que les enregistreurs de défauts dans les régions ouest et sud du lac Érié étaient en activation. Il se demandait si quelque chose s'était produit dans le secteur Ashtabula-Perry. L'opérateur de la centrale nucléaire de Perry a signalé pour sa part une « pointe » au transformateur principal de la centrale. Lorsqu'il est allé regarder le compteur, « il continuait à faire toutes sortes de bonds, ce qui l'avait obligé à mettre son relais en déclenchement, sachant que quelque chose clochait »[32].

C'est à ce moment là que les opérateurs de FE se sont mis à penser que quelque chose n'allait pas, mais sans reconnaître que le problème se posait dans leur réseau. « Ça doit être dans la distribution ou quelque chose de semblable ou bien le problème de quelqu'un d'autre, mais il n'y a rien qui paraît ici[33]. » À la différence d'un grand nombre d'autres centres de commande de réseaux de transport, celui de FE n'a pas de tableau indicateur (montrant sous une forme schématique toutes les grandes lignes et centrales de leur zone de contrôle) où les opérateurs auraient pu voir, sur le mur devant eux, l'emplacement des pannes importantes de transport et de production de leur secteur.

À 15 h 36 HAE, MISO a communiqué avec FE au sujet de la surcharge post-événement de la ligne Star-Juniper par suite de la perte de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper[34].

À 15 h 42 HAE, l'opérateur du secteur ouest a informé les techniciens TI de FE que le système SGE avait perdu de sa fonctionnalité. « Rien ne semble se mettre à jour dans les ordinateurs… Il y a des gens qui ont appelé pour signaler des pannes, mais rien n'est mis à jour dans le récapitulatif des événements… Je pense qu'il y a quelque chose de grave. » C'est la première indication de la constatation par un opérateur du centre de commande de FE d'une certaine dégradation du SGE. Rien n'indique cependant que l'intéressé ait alors informé les autres opérateurs. Toutefois, les techniciens TI de FE ont discuté peu après des mesures correctives à prendre dans le cas du système d'alarme SGE avec certains opérateurs du centre de commande.

À la même heure (15 h 42 HAE), l'opérateur de la centrale de Perry a rappelé pour donner d'autres indications sur les problèmes qui se posaient. « J'ai toujours toutes sortes de pointes et de fluctuations de tension de la génératrice… Je ne peux dire combien de temps encore nous allons survivre[35]. »

À 15 h 45 HAE, l'équipe d'élagage a dit avoir observé une panne causée par un arbre dans la ligne à 345 kV

Eastlake-Juniper ; cette panne s'était en réalité produite dans la ligne à 345 kV Hanna-Juniper voisine. Cette indication a ajouté à la confusion dans le centre de commande de FE, car l'opérateur avait une indication de débit dans la ligne Eastlake-Juniper[36].

Après que la ligne à 345 kV Star-South Canton est tombée hors circuit une troisième fois et s'est verrouillée à 15 h 42 HAE, AEP a appelé FE à 15 h 45 HAE pour discuter de la situation et signaler que d'autres lignes paraissaient en surcharge. FE a alors reconnu que les disjoncteurs de Star s'étaient mis en déclenchement et étaient restés ouverts[37].

À 15 h 46 HAE, l'opérateur de la centrale de Perry a téléphoné une troisième fois au centre de commande de FE pour dire que son unité était sur le point de se déclencher : « Ça paraît mal... Nous ne serons plus là avant longtemps, et vous allez vous retrouver devant un plus gros problème[38].

À 15 h 48 HAE, un opérateur du réseau de transport de FE a dépêché quelqu'un au poste électrique de Star et, à 15 h 50 HAE, a demandé que l'on envoie du personnel dans les régions, d'abord à Beaver, puis à East Springfield[39].

À 15 h 48 HAE, PJM a appelé MISO pour signaler la panne de la ligne Star-South Canton, mais les mesures de débit sur la ligne à 345 kV Sammis-Star de FE qu'avaient effectuées les deux coordonnateurs de la fiabilité ne concordaient pas, et ceuxci se demandaient alors si la ligne à 345 kV Star-South Canton avait été remise en service[40].

À 15 h 56 HAE, s'inquiétant toujours des répercussions de la panne de la ligne Star-South Canton, PJM a appelé FE pour indiquer que cette ligne était tombée hors circuit et qu'il pensait que la ligne Sammis-Star de FE était effectivement en surcharge pré-événement. FE n'a pu confirmer la surcharge. Il a dit à PJM que la ligne Hanna-Juniper était également hors service. Il pensait que les problèmes se posaient à l'extérieur de son réseau. « AEP doit en avoir perdu pas mal[41]. »

Mesures d'urgence

À FirstEnergy comme dans bien d'autres services d'électricité, la sensibilisation aux situations d'urgence passe souvent par les pénuries d'énergie. Les sociétés d'électricité disposent de plans permettant dans de telles circonstances d'alléger de plus en plus les charges. Comme moyens employés, il y a notamment les demandes de réduction de charge de consommation à contrat, les appels au public, les diminutions de tension et enfin, les délestages qui visent la clientèle en charge interruptible ou en puissance garantie. Le plan correspondant de FE est actualisé tous les ans. S'il est possible de couper rapidement des charges là où le SCADA commande les disjoncteurs (FE a peu de ces moyens d'intervention), il reste que, d'un point de vue énergétique, le but est de pouvoir mettre en rotation régulière les charges qui ne seront pas soutenues, d'où la nécessité de disposer de personnel pour mettre les divers groupes en circuit et hors circuit. Le présent événement n'était cependant pas un problème de capacité ou d'énergie ni d'instabilité de réseau, mais plutôt une urgence causée par des surcharges de lignes de transport.

Pour pouvoir prendre efficacement en charge une situation d'urgence, le répartiteur doit d'abord constater l'urgence et ensuite juger des mesures à prendre. AEP a relevé la présence éventuelle de surcharges pré-événement à 15 h 36 HAE et a appelé PJM au moment même où la ligne Star-South Canton, une des lignes AEPFE dont il était question, tombait hors circuit et poussait vers ses limites de surcharge nominale la ligne à 345 kV Sammis-Star de FE. Comme cet événement était à l'opposé de l'objet de la discussion portant sur un plan d'ACT pour la perte éventuelle de Sammis-Star et une surcharge consécutive de Star-South Canton, on a reconnu l'existence d'un grave problème de réseau auquel aucune solution ne s'offrait d'emblée[42]. Par la suite, vers 15 h 50 HAE, la conversation a porté sur des situations d'urgence (des lignes à 138 kV tombaient hors circuit et plusieurs autres lignes se trouvaient en surcharge), mais on n'a trouvé aucun moyen pratique de s'attaquer à ces surcharges par-delà les frontières des territoires des services d'électricité et des coordonnateurs de la fiabilité.

Dans sa zone de contrôle, FE est demeurée inconsciente de la précarité de son réseau où de grandes lignes tombaient hors service, où les tensions se dégradaient et où les autres lignes subissaient d'importantes surcharges[43]. Les transcriptions indiquent que les opérateurs de FE savaient que les tensions dégringolaient et que les clients

se heurtaient à des difficultés après la perte de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper (à 15 h 32 HAE). Ils ont envoyé du personnel dans les postes électriques, ne croyant pas qu'ils pourraient visualiser ces postes avec leurs outils de collecte de données. Ils parlaient aussi aux clients. Rien n'indique cependant qu'ils aient vu dans cette situation une urgence possible avant 15 h 45 HAE environ, heure à laquelle le superviseur de quart a informé son supérieur que tout indiquait que le réseau semblait sur le point de tomber ; même là, FE a pu voir que son réseau était en difficulté, mais elle n'a jamais officiellement déclaré se trouver en situation d'urgence appelant l'adoption de mesures d'intervention exceptionnelles.

Les procédures et les protocoles internes du centre de commande de FE ne préparaient pas suffisamment à la constatation et à la prise en charge de l'urgence du 14 août. Tout au long de l'après-midi ce jourlà, les indications abondaient au sujet de la défaillance des fonctions essentielles du système d'alarme et de la perte progressive de fiabilité du réseau de transport de FE. Toutefois, FE n'a su faire le lien entre ces diverses indications que lorsqu'elle a perdu des pièces maîtresses de son réseau. Elle y est parvenue quelques minutes à peine avant que de nouvelles pannes ne déclenchent la cascade de la panne générale. Les indices de dégradation du système d'alarme de SGE et du réseau de transport sont venus d'un certain nombre de rapports d'intervenants extérieurs pas au centre de commande de FE. Les opérateurs de FE ont reçu des appels de clients, de préposés aux génératrices, d'AEP, de MISO et de PJM. Malgré ces indications et à cause d'un certain nombre de facteurs liés, FE n'a pas pris la mesure de la situation d'urgence qui se présentait à elle.

Le facteur premier à l'origine de ce retard d'évaluation et de synthèse des indications reçues a été le manque d'échange d'information entre les opérateurs de FE. Si on prend connaissance des interviews de ces opérateurs et de l'analyse des transcriptions téléphoniques, il ressort que rarement les intéressés ont communiqué les indices essentiels à leurs collègues du centre de commande. Ce partage insuffisant de l'information peut s'expliquer par les facteurs suivants :

1. Il y a séparation physique des opérateurs (le responsable de la fiabilité qui est chargé de la planification des tensions est à l'autre bout du centre et donc isolé des opérateurs du réseau de transport).

2. Il n'y a pas de registre électronique commun (consultable par tous), FE optant plutôt pour des registres manuscrits séparés[44].

3. Il n'y a pas de procédures d'information systématique du personnel à la relève des quarts.

4. Les opérateurs sont fréquemment peu formés à l'analyse de scénarios d'urgence, à la constatation et à la solution de problèmes de fausses données et à l'importance des échanges de renseignements essentiels dans tout le centre de commande.

Cause 1 : Connaissance insuffisante de la situation

FE a des plans et des procédures écrits d'intervention en cas d'insuffisance de ressources, de chute de tension ou de surcharge avec, entre autres, des consignes de réglage des génératrices et de délestage des charges de puissance garantie. Une fois perdue la ligne Star-South Canton, les tensions sont tombées sous les valeurs limites et des lignes se sont retrouvées très en surcharge. FE n'a cependant appliqué aucune des procédures établies le 14 août, ignorant la plupart du temps que l'état de son réseau appelait un tel traitement.

Cause 3 : Soutien diagnostique insuffisant

MISO a eu les mains liées, n'ayant pas nettement la visibilité, la responsabilité, l'autorité ni la capacité pour prendre les mesures qu'imposaient les circonstances. Il disposait d'outils d'interprétation et d'application et d'une abondance de données sur le réseau, mais il avait aussi une perspective limitée sur le réseau de FE. Dans son rôle de coordonnateur de la fiabilité pour FE, sa tâche principale consistait à concevoir et à réaliser des plans d'ACT, ainsi qu'à constater et à résoudre des problèmes de congestion dans des circonstances moins dramatiques de perte de fiabilité que celles du 14 août et au moyen de solutions à long terme.

Quelle formation les opérateurs et les coordonnateurs de la fiabilité ont-ils pour constater les situations d'urgence et y réagir ? FE comptait sur l'expérience acquise en cours d'emploi comme bagage utile à ses opérateurs dans l'exécution des tâches d'une journée normale, mais elle n'avait jamais connu de perturbations importantes dans son réseau et n'avait ni la formation en simulation ni la préparation directe pour cette constatation et cette réaction. Tous les opérateurs visés de FE ou de MISO avaient été agréés par le NERC, mais ni les uns ni les autres n'avaient acquis la formation, la documentation ou l'expérience pouvant leur permettre de faire face à une urgence de cette nature et de cette ampleur.

Tout au long de la journée du 14 août, les grandes fonctions du SGE de FE ont bien fonctionné pour la plupart. Le système communiquait automatiquement des données précises en temps réel sur l'état du réseau de FE aux ordinateurs d'AEP, de MISO et de PJM. L'opérateur de FE n'a pas cru avant 15 h 42 HAE que les pannes de lignes de transport signalées par AEP et MISO étaient bien réelles, c'est-à-dire après les conversations de FE avec les centres de commande d'AEP et de MISO et les appels de ses techniciens TI indiquant la perte des alarmes du système. C'est alors que les opérateurs de FE ont commencé à se demander si leur réseau n'était pas en danger, mais ils n'ont rien fait pour rétablir les lignes de transport perdues, pour alerter leur coordonnateur de la fiabilité ou les réseaux voisins ni pour prendre d'autres mesures correctives possibles (délestages, par exemple) pour stabiliser le réseau.

Étape 4 : Effondrement du réseau de transport à 138 kV dans le nord de l'Ohio : 15 h 39 à 16 h 9 HAE

Aperçu de cette étape

À mesure que les lignes à 345 kV de FE dans le secteur de Cleveland tombaient hors circuit, les charges augmentaient et les tensions diminuaient dans le réseau annexe à 138 kV desservant les régions de Cleveland et d'Akron, et surchargeaient les lignes. À 15 h 39 HAE, la première de 16 lignes à 138 kV est tombée en panne. La figure 4.14 indique comment les tensions se sont dégradées aux principaux omnibus à 138 kV à mesure que se perdaient les lignes à 345 et 138 kV. Dans cette cascade de pannes, les baisses de tension ont fait qu'un certain nombre de grands consommateurs industriels dont le matériel est sensible aux variations de tension se sont automatiquement mis hors circuit pour protéger leurs installations. À mesure que se déclenchaient les lignes à 138 kV, la panne a frappé la clientèle d'Akron et de l'ouest et du sud de cette ville, coupant une charge environ 600 MW.

Grands événements de l'étape 4

Entre 15 h 39 et 15 h 58 min 47 s HAE, sept lignes à 138 kV sont tombées hors circuit :

4A) À 15 h 39 min 17 s HAE, la ligne à 138 kV Pleasant Valley-West Akron s'est ouverte et refermée aux deux extrémités.
À 15 h 42 min 5 s HAE, la ligne ouest à 138 kV Pleasant Valley-West Akron s'est ouverte et refermée.
À 15 h 44 min 40 s HAE, la ligne ouest à 138 kV Pleasant Valley-West Akron s'est ouverte et refermée.

4B) À 15 h 42 min 49 s HAE, la ligne à 138 kV Canton Central-Cloverdale s'est ouverte et refermée.
À 15 h 45 min 39 s HAE, la ligne à 138 kV Canton Central-Cloverdale s'est ouverte et verrouillée.

Figure 4.14 Tension sur les lignes à 138 kV et à 345 kV de FirstEnergy

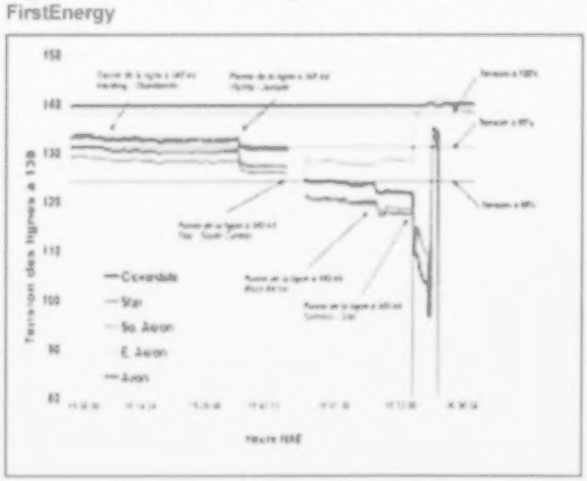
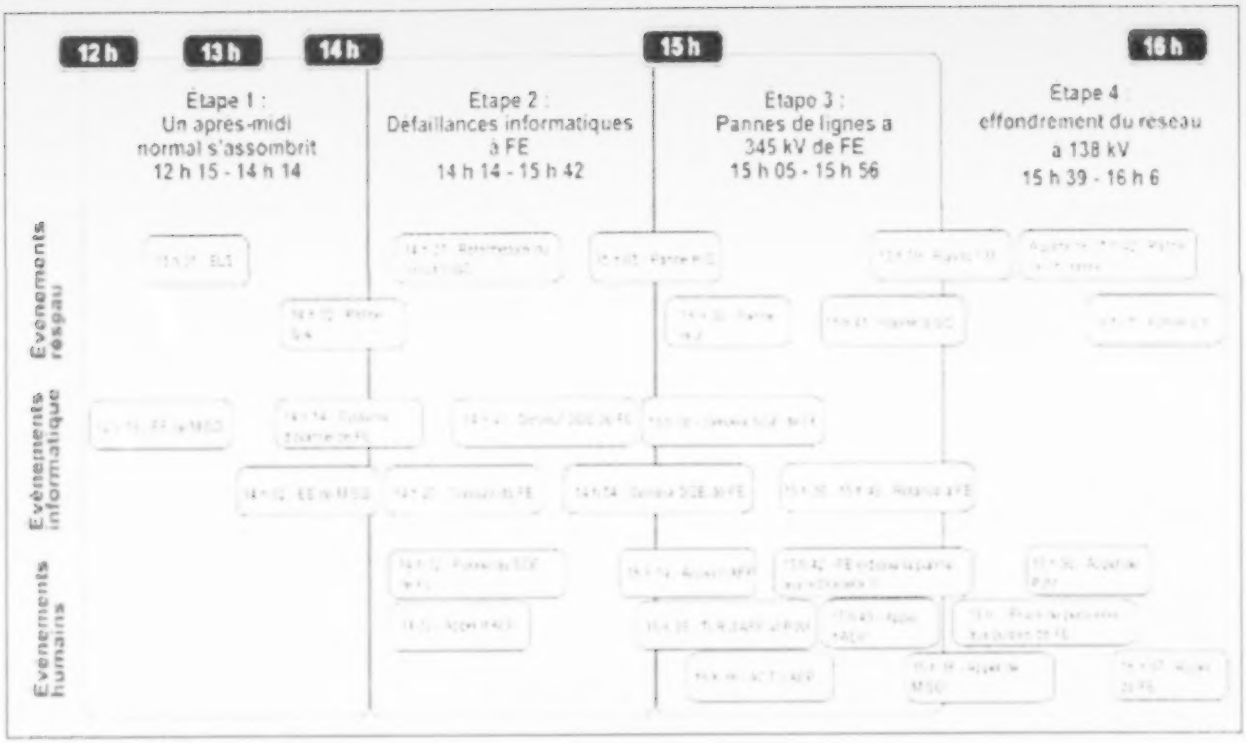


Figure 4.13 Chronologie de l'étape 4



4C) À 15 h 42 min 53 s HAE, la ligne à 138 kV Cloverdale-Torrey est tombée hors circuit.

4D) À 15 h 44 min 12 s HAE, la ligne à 138 kV East Lima-New Liberty est tombée hors circuit.

4E) À 15 h 44 min 32 s HAE, la ligne à 138 kV Babb-West Akron s'est ouverte et verrouillée.

4F) À 15 h 51 min 41 s HAE, la ligne à 138 kV East Lima-North Findlay s'est ouverte et refermée à la seule extrémité d'East Lima.

4G) À 15 h 58 min 47 s HAE, la ligne à 138 kV Chamberlin-West Akron est tombée hors circuit.

Nota : À 15 h 51 min 41 s HAE, la ligne à 138 kV Fostoria Central-North Findlay s'est ouverte et refermée, mais ne s'est jamais verrouillée.

À 15 h 59 min HAE, la perte de l'omnibus de West Akron a causé la panne de cinq autres lignes à 138 kV :

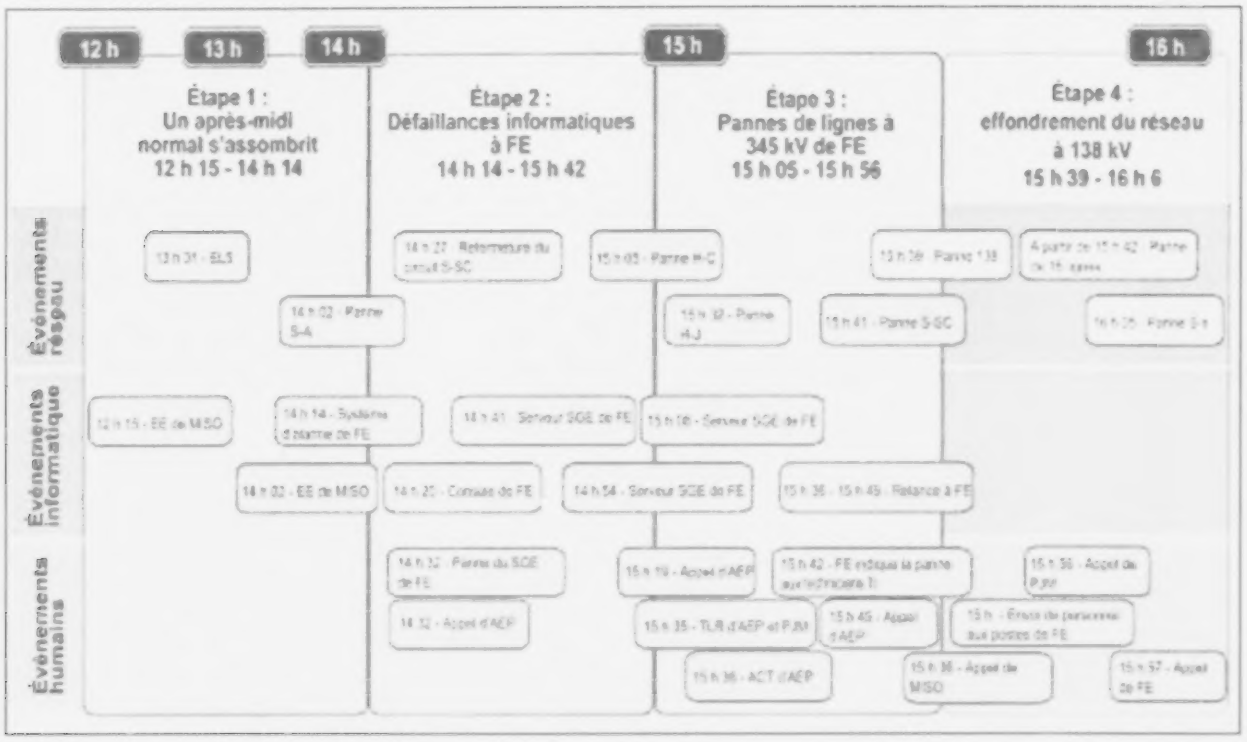
4H) À 15 h 59 min HAE, l'omnibus à 138 kV de West Akron est tombé hors circuit et a dégagé les disjoncteurs de l'omnibus de la ligne à 138 kV de West Akron.

4I) À 15 h 59 min HAE, le circuit de la ligne à 138 kV West Akron-Aetna s'est ouvert.

4J) À 15 h 59 min HAE, le circuit de la ligne à 138 kV Barberton s'est ouvert à la seule extrémité de West Akron. Le disjoncteur de la jonction à 138 kV West Akron-B18 s'est ouvert, causant la panne des transformateurs 3, 4 et 5 à 138/12 kV de West Akron à partir de Barberton.

4K) À 15 h 59 min HAE, le circuit West Akron-Granger-Stoney-Brunswick-West Medina s'est ouvert.

Figure 4.13 Chronologie de l'étape 4



4C) À 15 h 42 min 53 s HAE, la ligne à 138 kV Cloverdale-Torrey est tombée hors circuit.

4D) À 15 h 44 min 12 s HAE, la ligne à 138 kV East Lima-New Liberty est tombée hors circuit.

4E) À 15 h 44 min 32 s HAE, la ligne à 138 kV Babb-West Akron s'est ouverte et verrouillée.

4F) À 15 h 51 min 41 s HAE, la ligne à 138 kV East Lima-North Findlay s'est ouverte et refermée à la seule extrémité d'East Lima.

4G) À 15 h 58 min 47 s HAE, la ligne à 138 kV Chamberlin-West Akron est tombée hors circuit.

Nota : À 15 h 51 min 41 s HAE, la ligne à 138 kV Fostoria Central-North Findlay s'est ouverte et refermée, mais ne s'est jamais verrouillée.

À 15 h 59 min HAE, la perte de l'omnibus de West Akron a causé la panne de cinq autres lignes à 138 kV :

4H) À 15 h 59 min HAE, l'omnibus à 138 kV de West Akron est tombé hors circuit et a dégagé les disjoncteurs de l'omnibus de la ligne à 138 kV de West Akron.

4I) À 15 h 59 min HAE, le circuit de la ligne à 138 kV West Akron-Aetna s'est ouvert.

4J) À 15 h 59 min HAE, le circuit de la ligne à 138 kV Barberton s'est ouvert à la seule extrémité de West Akron. Le disjoncteur de la jonction à 138 kV West Akron-B18 s'est ouvert, causant la panne des transformateurs 3, 4 et 5 à 138/12 kV de West Akron à partir de Barberton.

4K) À 15 h 59 min HAE, le circuit West Akron-Granger-Stoney-Brunswick-West Medina s'est ouvert.

4L) À 15 h 59 min HAE, le circuit de la ligne est à 138 kV (Q22) West Akron-Pleasant Valley s'est ouvert.

4M) À 15 h 59 min HAE, le circuit de la ligne à 138 kV West Akron-Rosemont-Pine-Wadsworth s'est ouvert.

De 16 h à 16 h 8 min 59 s HAE, quatre lignes à 138 kV sont tombées hors circuit et la ligne à 345 kV Sammis-Star a subi une panne de surcharge :

4N) À 16 h 5 min 55 s HAE, la ligne à 138 kV Dale-West Canton est tombée hors circuit aux deux extrémités et a été refermée à la seule extrémité de West Canton.

4O) À 16 h 5 min 57 s HAE, la ligne à 345 kV Sammis-Star est tombée hors circuit.

4P) À 16 h 6 min 2 s HAE, la ligne à 138 kV Star-Urban est tombée hors circuit.

4Q) À 16 h 6 min 9 s HAE, la ligne à 138 kV Richland-Ridgeville-Napoleon-Stryker est tombée hors circuit et en verrouillage à tous ses points terminaux.

4R) À 16 h 8 min 58 s HAE, la ligne à 138 kV Ohio Central-Wooster est tombée hors circuit.
Nota : À 16 h 8 min 55 s HAE, la ligne à 138 kV East Wooster-South Canton est tombée hors circuit, mais a pu être automatiquement refermée.

4A-G) Pannes des lignes Pleasant Valley-Chamberlin-West Akron

De 15 h 39 à 15 h 58 min 47 s HAE, sept lignes à 138 kV du nord de l'Ohio sont tombées hors circuit et se sont verrouillées. À 15 h 45 min 41 s HAE, le circuit de la ligne à 345 kV Canton Central-Tidd s'est ouvert pour se refermer à 15 h 46 min 29 s HAE, car le poste CB « A1 » à 345/138 kV de Canton Central s'est ouvert à plusieurs reprises, causant une dépression d'air qui a empêché le déclenchement des disjoncteurs. C'est ainsi que les transformateurs à 345/138 kV de Canton Central se sont déconnectés pour rester hors service, affaiblissant encore plus le réseau à 138 kV du secteur Canton-Akron. À 15 h 58 min 47 s HAE, la ligne à 138 kV Chamberlin-West Akron est tombée hors circuit.

4H-M) Défaillances des disjoncteurs de transformateurs et pannes de lignes à West Akron

À 15 h 59 HAE, l'omnibus à 138 kV de West Akron de FE s'est déclenché par défaut du disjoncteur du transformateur n° 1 de cette zone, ce qui a causé l'ouverture des circuits des cinq autres lignes à 138 kV reliées au poste de West Akron. Les transformateurs à 13812 kV sont demeurés en circuit avec la ligne à 138 kV Barberton-West Akron, mais le débit vers le transformateur n° 1 à 138/69 kV de la zone a été interrompu.

4N et O) Panne de la ligne à 138 kV Dale-West Canton et de la ligne à 345 kV Sammis-Star

À la suite de la panne de la ligne Cloverdale-Torrey à 15 h 42 HAE, la ligne Dale-West Canton a été la plus surchargée de tout le réseau de FE. Elle a résisté à une surcharge excessive correspondant à 160 % à 180 % de la valeur normale jusqu'à ce qu'elle tombe hors circuit à 16 h 5 min 55 s HAE. La perte de cette ligne a eu d'importantes répercussions sur le secteur et les tensions se sont largement dégradées. Le reste du réseau à 345 kV a absorbé plus de puissance, poussant la charge de la ligne Sammis-Star à plus de 120 % de sa valeur nominale normale. Deux secondes après, à 16 h 5 min 57 s HAE, cette ligne est tombée hors circuit. À la différence des trois lignes à 345 kV qui étaient tombées en panne par court-circuit à la terre à la suite de contacts avec des arbres, la ligne Sammis-Star a été perdue parce que ses relais de protection ont enregistré une faible impédance apparente (tension en baisse divisée par un débit anormalement en hausse). Dans ce cas, les relais ont réagi comme si ce débit excessif avait été provoqué par un court-circuit. Trois autres lignes à 138 kV devaient tomber rapidement en Ohio après la panne de la ligne Sammis-Star, mais la perte de cette ligne a été le point de départ de la propagation depuis le nord-est de l'Ohio d'une cascade de pannes dont ont été victimes le nord-est des États-Unis et l'Ontario[45].

Perte du réseau à 138 kV

S'il y a eu mise hors circuit de lignes à 138 kV à partir de 15 h 39 HAE, c'est que les pannes des lignes à 345 kV Harding-Chamberlin, Hanna-Juniper et Star-South Canton ont mis ce réseau en surcharge, avec un débit d'électricité en direction nord vers les charges d'Akron et de Cleveland. La modélisation indique que la remise en service de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper ou Chamberlin-Harding aurait réduit – sans les éliminer – toutes les surcharges du réseau à 138 kV. En théorie, on peut dire que le rétablissement de ces deux lignes aurait ramené toutes les lignes à 138 kV dans les limites de leurs valeurs de surcharge nominale.

Cause 1 : Connaissance insuffisante de la situation

Il reste que ces trois lignes à 345 kV avaient déjà été dégradées par contact avec des arbres. À supposer que FE avait su qu'elles étaient tombées en panne, il est peu probable que FE aurait pu en rétablir une seule. Comme le circuit de la ligne Star-South Canton avait déjà été ouvert et refermé trois fois, il était tout aussi improbable qu'un opérateur connaissant cette situation aurait suffisamment compté sur cette ligne pour la faire fonctionner en toute sécurité dans de telles conditions. Des scénarios de redistribution de production n'auraient pu à eux seuls résoudre les problèmes de surcharge, mais la modélisation indique que, si on avait procédé à des délestages dans les secteurs de Cleveland et Akron, on aurait pu ramener la plupart des charges de lignes dans les limites des valeurs d'exception et donc aider à stabiliser le réseau. Toutefois, le nombre de délestages à prévoir s'est rapidement accru à mesure que le réseau de FE se défaisait.

Panne de la ligne à 345 kV Sammis-Star

La figure 4.15 extraite de la modélisation de l'équipe d'enquête indique comment le courant s'est déplacé dans les lignes à 345 kV et les principales lignes à 138 kV de FE dans le nord-est de l'Ohio à mesure que se propageaient les pannes. Toutes les lignes étaient en charge normale après le verrouillage de la ligne Harding-Chamberlin, mais après la panne de la ligne Hanna-Juniper à 15 h 32 HAE, la ligne à 345 kV Star-South Canton et trois lignes à 138 kV ont dépassé les valeurs normales de charge. Après que la ligne Star-South Canton est tombée en verrouillage à 15 h 41 HAE, cinq lignes à 138 kV et la ligne à 345 kV Sammis-Star se sont trouvées en surcharge, alors que la ligne Star-South Canton restait dans ses limites d'exception. Comme on peut le voir au graphique, c'est à ce stade que toute nouvelle panne de ligne a fait grimper les charges des autres, dont certaines se trouvaient bien à plus de 150 % de leurs valeurs normales lorsqu'elles ont été à leur tour victimes de pannes. La ligne à 345 kV Sammis-Star est demeurée en service jusqu'à 16 h 5 min 57 s HAE (heure de sa mise hors circuit).

Figure 4.15 Simulation des effets des pannes antérieures sur les charges des lignes à 138 kV

Notes en fin d'ouvrage

[1] *Panne du 14 août 2003 Séquence des événements Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant (12 septembre 2003)*
http://www.nrcan-rncan.gc.ca/media/documents/Blackout_Summary_Fpdf

[2] *Visite du Département de l'Énergie à FE le 10 août 2003 : Steve Morgan.*

[3] *Visite du Département de l'Énergie à FE le 3 septembre 2003. Interview de Hough : « Lorsqu'on lui a demandé si les tensions paraissaient inhabituelles, il a déclaré qu'on pouvait s'attendre à un certain affaissement par temps très chaud, mais que le 14 août les tensions ne semblaient pas anormalement faibles. » Interview de Spidle : « Les tensions de la journée n'étaient pas particulièrement mauvaises. »*

[4] *Guide d'exploitation en vigueur le 3 mars 2003. Process flowcharts : Voltage Control and Reactive Support – Plant and System Voltage Monitoring Under Normal Conditions.*

[5] *14 h 13 min 18 s. Voie 16 – Sammis 1. 13 h 15 min 49 s / voie 16 – West Lorain (le coordonnateur de FE dit : « Merci, les tensions commencent à s'affaisser dans tout le réseau. ») / 13 h 16 min 44 s. Voie 16 – Eastlake (conversation avec deux opérateurs) (le coordonnateur dit : « La charge est bien supérieure à ce que nous pensions avoir. » « Les tensions commencent à s'affaisser dans tout le réseau. ») / 13 h 20 min 22 s. Voie 16 – Coordonnateur à Berger / 13 h 22 min 7 s. Voie 16 – « centre de commande » (le coordonnateur dit : « Nous nous affaissons dans tout le réseau. J'ai besoin d'aide. ») / 13 h 23 min 24 s. Voie 16 – « centre de commande, Tom » / 13 h 24 min 38 s. Voie 16 – « unité 9 » / 13 h 26 min 04 s. Voie 16 – « Dave » / 13 h 28 min 40 s. Voie 16 « commande Troy ». Note générale au registre de répartition du coordonnateur de la fiabilité.*

[6] *Exemple à 13 h 33 min 40 s, voie 3, transcriptions de FE.*

[7] *Visite de l'équipe d'enquête à MISO, entrevues de Walsh et Seidu.*

[8] *FE réalisait une estimation d'état toutes les trente minutes, ce qui servait de matériel pour réaliser les analyses d'événements. Dans le système d'analyse d'événements de FE, on se sert de données SCADA et SGE pour constater toute surcharge attribuable à diverses pannes de ligne ou d'équipement. FE indique avoir eu des problèmes avec le mode automatique d'analyse d'événements depuis l'installation de ce système en 1995. Ainsi, les opérateurs ou les ingénieurs faisaient cette analyse en mode manuel, et on s'attendait à ce qu'ils la fassent chaque fois qu'ils avaient des doutes sur l'état du réseau. Les interviews menées par l'équipe d'enquête auprès du personnel de FE montrent que le modèle d'analyse d'événements fonctionnait sans doute, mais qu'il n'a pas été consulté à quelque moment que ce soit l'après-midi du 14 août.*

[9] *Après que la ligne Stuart-Atlanta est tombée hors circuit, la Dayton Power & Light n'a pas immédiatement produit d'état à jour de la disponibilité des installations à l'aide d'une formule type qui entre le changement d'état dans le SDX (le System Data Exchange est la base de données du NERC qui livre de l'information en temps réel sur l'état des installations du réseau), lequel relaie cette indication aux coordonnateurs de la fiabilité et aux centres de commande. Après que son estimateur d'état n'ait pas pu produire de bonne solution, MISO a vérifié dans le SDX si on avait bien constaté toutes les installations disponibles et toutes les pannes, mais n'y a pas trouvé d'indications sur la panne de la ligne Stuart-Atlanta.*

[10] *Visite de l'équipe d'enquête, interviews auprès du personnel de FE les 8 et 9 octobre 2003.*

[11] *Visite du Département de l'Énergie à FirstEnergy, 3 septembre 2003, interview de David M. Elliott.*

[12] *Rapport de FE, « Investigation of FirstEnergy's Energy Management System Status on August 14, 2003 », point 1, section 4.2.11.*

[13] *Interviews de l'équipe d'enquête à FE, 8 et 9 octobre 2003.*

[14] *Visite du Département de l'Énergie à FE, 8 et 9 octobre 2003. FE a dit à l'équipe d'enquête que ce dysfonctionnement avait été découvert pendant une postvérification du SGE. Dans le rapport de FE (« Investigation of FirstEnergy's Energy Management System Status on August 14, 2003 »), on dit aussi que cette conclusion repose sur l'étude des bandes des enregistreurs le 14 août 2003 (page 23), et non pas qu'une enquête a eu lieu à la suite de déclarations de panne des opérateurs.*

[15] *Dans une conversation entre un Phil et un Tom, on parle de « tracé plat » à 15 h 1 min 33 s, voie 15. Il n'est nullement fait mention du système de commande de la production CAP dans les interviews menées sur place par le Département de l'Énergie auprès du coordonnateur de la fiabilité.*

[16] *Visite du Département de l'Énergie à FE, 8 et 9 octobre 2003, interview de Sanicky : « Selon son expérience, il n'y a rien d'inhabituel à ce qu'un système d'alarme tombe en panne. Souvent, les signaux d'alarme se mettent à jour lentement ou peuvent disparaître entièrement. Son expérience comme opérateur d'un système en temps réel lui dit qu'une panne du système d'alarme n'a rien pour l'étonner. » Même document, interview de Mike McDonald : « FE a déjà eu des serveurs en panne en même temps. Le principal problème pour eux c'est qu'ils ne recevaient pas de nouvelles alarmes. »*

[17] *Dans un redémarrage à froid du système XA21, tous les nœuds (ordinateurs, consoles, etc.) du système sont mis d'abord à l'arrêt et ensuite redémarrés. Une telle réinitialisation peut prendre de 20 minutes à plus d'une heure et, pendant ce temps, le système est indisponible aux opérateurs du centre de commande qui doivent contrôler ou commander le réseau. Autre possibilité, on peut redémarrer à chaud un nœud du XA21 en le mettant successivement à l'arrêt et en marche ou en réinitialisant en état d'arrêt un seul nœud de ce système. Tous les redémarrages des techniciens TI de soutien du SGE des FE ont été des redémarrages à chaud le 14 août.*

[18] *Le redémarage à froid a eu lieu tôt le matin du 15 août et a permis de corriger le problème du système d'alarme comme on l'espérait.*

[19] *Exemple à 14 h 19, voie 14, transcriptions de FE.*

[20] *Exemple à 14 h 25, voie 8, transcriptions de FE.*

[21] *Exemple à 14 h 32, voie 15, transcriptions de FE.*

[22] *Transcription par l'équipe d'enquête de la réunion du 9 septembre 2003, commentaires de Steve Morgan, vice-président à l'exploitation électrique :*

***M. Morgan** : Si on considère les antécédents de pannes d'une certaine durée de ces lignes en 2001, 2002 et 2003 jusqu'à août 2003, on peut voir qu'il n'y a pas eu de pannes de Chamberlin-Harding en deux ans et demi. Hanna-Juniper en a eu six en 2001; leur durée a varié de 4 à 34 minutes. Deux sont d'origine inconnue, une panne a été causée par la foudre, une autre par la défaillance d'un relais et deux, enfin, tiennent en réalité à un mauvais fonctionnement de programme de relais. Elles appartiennent à la catégorie « autres »; c'est généralement ce qui se produit en cas de mauvaises opérations de relais, et je ne vois pas si c'est particulier.Star-South Canton n'a pas eu de pannes d'une certaine durée dans cette même période de deux ans et demi, pas plus que la ligne Sammis-Star dont nous n'avons pas encore parlé.Est-ce donc normal? Non, mais il y a 345 lignes qui fonctionnent, et le phénomène n'est donc pas une inconnue. »*

[23] *« Interim Report, Utility Vegetation Management », Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant, examen des programmes de gestion de végétation, octobre 2003, page 7.*

[24] *Équipe d'enquête, 2 octobre 2003, réunion de collecte de données, déclaration de Steve Morgan.*

[25] *« FE MISO Findings » page 11.*

[26] *FE exerçait ses activités d'élagage sur une période de cinq ans. Dans la ligne Hanna-Juniper, l'équipe d'élagage défrichait l'emprise à trois travées de distance le 14 août lorsque le contact a eu lieu. Équipe d'enquête, transcription de la réunion du 9 août 2003, et discussion de l'équipe avec le contremaître de l'équipe d'élagage.*

[27] *Selon le document « FE MISO Findings », p. 11.*

[28] *« Interim Report, Utility Vegetation Management », Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant, examen des programmes de gestion de végétation, octobre 2003, p. 6.*

[29] *Équipe d'enquête, transcriptions de la réunion du 9 septembre 2003, Steve Morgan, vice-président à l'exploitation électrique de FirstEnergy :*
***M. Benjamin** : Steve, je veux être sûr de vous avoir bien compris : vous avez indiqué que, une fois la ligne Hanna-Juniper hors circuit, il n'y a pas vraiment eu de problèmes de tension réseau tant que la ligne Star-South Canton a fonctionné. Mais les opérateurs savaient-ils que, avec Hanna-Juniper en panne ou en cas de mise hors circuit de Star-South Canton, ils sortiraient des limites de fonctionnement ?*
***M. Morgan** : Pour répondre à cette question, il aurait fallu une analyse d'événements probablement sur commande pour cette opération. Je n'ai pas l'impression qu'une telle analyse, et sûrement pas une analyse sur commande, aurait pu s'exécuter dans ce laps de temps. Autrement que par expérience, auraient-ils été en mesure de répondre à la question ? Et ce que je sais du dossier pour le moment me fait croire qu'ils ne faisaient pas d'analyse d'événements sur commande.*
***M. Benjamin** : Auraient-ils pu le faire ?*
***M. Morgan** : Sans doute oui.*
***M. Benjamin** : Vous avez tous les outils pour ce faire ?*
***M. Morgan** : Ils ont tous les outils et toute l'information est là. Et si l'estimateur d'état produit de bonnes solutions et que toutes les données sont à jour, ils auraient sûrement pu le faire. J'ajouterai qu'il n'y a pas que ces outils, puisqu'ils ont aussi accès au modèle de planification de charges et de débits qui, effectivement, peut faire la même chose – avec une pleine charge de modélisation s'ils le désirent.*

[30] *Exemple relevé en synchronisation à 14 h 32 (13 h 32), nº 18 041 TDCE2 283.wav, transcriptions d'AEP.*

[31] *Exemple relevé en synchronisation à 14 h 19, nº 2 020 TDCE1 266.wav, transcriptions d'AEP.*

[32] *Exemple à 15 h 36, voie 8, transcriptions de FE.*

[33] *Exemple à 15 h 41 min 30 s, voie 3, transcriptions de FE.*

[34] *Exemple relevé en synchronisation à 15 h 36 (14 h 43), voie 20, transcriptions de MISO.*

[35] *Exemple à 15 h 42 min 49 s, voie 8, transcriptions de FE.*

[36] *Exemple à 15 h 46 min, voie 8, transcriptions de FE.*

[37] *Exemple à 15 h 45 min 18 s, voie 4, transcriptions de FE.*

[38] *Exemple à 15 h 46 min, voie 8, transcriptions de FE.*

[39] *Exemple à 15 h 50 min 15 s, voie 12, transcriptions de FE.*

[40] *Exemple relevé en synchronisation à 15 h 48 (14 h 55), voie 22, transcriptions de MISO.*

[41] *Exemple à 15 h 56 min, voie 31, transcriptions de FE.*

[42] *Transcriptions d'AEP CAE1 8/14/2003 14 h 35 min 24 s.*

[43] *Transcriptions de FE à 15 h 45 min 18 s, voie 4, et à 15 h 56 min 49 s, voie 31.*

[44] *Les registres des opérateurs du centre de commande de FE en Ohio indiquent que le pupitre ouest savait que le système d'alarme était en panne à 14 h 14, mais que le pupitre est l'avait appris, lui, à 15 h 45. Précisons cependant que ces entrées auraient pu se faire après coup.*

[45] *L'équipe d'enquête a établi que FE avait pour la ligne Sammis-Star des valeurs différentes de celles qu'utilisaient MISO et PJM dans les calculs de coordination de la fiabilité ou encore le voisin AEP. Plus précisément, FE supposait dans l'exploitation estivale de cette ligne à 345 kV que ses valeurs normale et de surcharge étaient toutes deux fixées à 1 310 MVA. En revanche, MISO, PJM et AEP utilisaient pour cette même ligne une valeur nominale normale plus prudente de 950 MVA et une valeur de surcharge nominale de 1 076 MVA. Le propriétaire du réseau (FE en l'occurrence) fixe les valeurs des lignes. On n'a pu déterminer quand et pourquoi les valeurs avaient été modifiées sans être communiquées à* tous les intéressés.

5. Propagation en cascade de la panne

Le chapitre précédent a montré comment des problèmes non résolus dans le nord de l'Ohio s'étaient aggravés au point où une panne en cascade devenait inévitable. Toutefois, le groupe de travail a aussi voulu comprendre comment et pourquoi la cascade avait pris de l'ampleur et pourquoi elle s'était arrêtée à l'endroit où elle l'a fait. Comme on le verra ci-dessous, l'enquête a fait ressortir la séquence des événements et montré comment la cascade s'était propagée et s'était finalement arrêtée dans chaque grande région géographique.[1]

Pourquoi une panne localisée se transforme-t-elle en cascade ?

Chaque panne est unique. Les événements déclencheurs varient, et ces événements comprennent notamment des actions ou des omissions des exploitants du réseau, la topologie de celui-ci et les équilibres entre la charge et la production d'énergie. D'autres facteurs interviennent également, comme la distance entre les centrales de production et les grands centres de consommation, les profils de tension, ainsi que les types et les réglages des relais protecteurs présents dans le réseau.

La plupart des pannes de grande envergure commencent par des court-circuits (fuites à la terre) en succession sur plusieurs lignes de transport, qui résultent quelquefois de causes naturelles comme la foudre ou le vent ou, comme le 14 août dernier, d'une gestion inadéquate de la végétation dans le corridor des lignes de transport. Une fuite à la terre provoque une intensification du courant et une baisse de la tension sur la ligne en cause. Le cas échéant, un des relais qui protègent la ligne détecte l'anomalie et actionne immédiatement les disjoncteurs pour isoler la ligne du reste du réseau.

Une panne en cascade survient lorsque plusieurs lignes de transport et génératrices dans une grande région géographique donnée tombent les unes après les autres. Une cascade peut trouver son origine dans quelques événements déclencheurs, comme on l'a vu le 14 août dernier. Les oscillations de puissance et les fluctuations de tension provoquées par ces incidents ont amené les relais protecteurs des autres lignes à détecter des courants élevés et des tensions basses qui leur sont apparus comme des fuites à la terre, même s'il n'y avait pas réellement de fuite sur ces lignes. Lors d'un épisode en cascade, les génératrices se mettent hors circuit les unes après les autres pour se protéger des graves oscillations de puissance et de tension. Les systèmes de protection à relais fonctionnent bien pour protéger les lignes et les génératrices de tout dommage et les isoler du réseau dans des conditions stables normales. Toutefois, lorsque les critères de conception et d'exploitation des réseaux d'énergie sont transgressés à la suite d'une multitude de pannes survenant au même moment, la plupart des relais protecteurs ne peuvent faire la différence entre le type de courant et de tension résultant d'une panne en cascade et ceux provoqués par une fuite à la terre.

Comment la panne a-t-elle évolué le 14 août ?

À 16 h 5 min 57 s HAE, la mise hors circuit et le verrouillage de la ligne à 345 kV Sammis-Star de FE a déclenché une cascade d'interruptions de service dans le réseau haute tension. En moins de sept minutes, cette cascade a entraîné des fluctuations électriques et des mises hors circuit d'installations qui ont eu pour effet d'étendre la panne de la région d'Akron (Ohio) à une grande partie du nord-est des États-Unis et du Canadan. À 16 h 13 min HAE, plus de 263 centrales électriques (531 génératrices) étaient hors service et des dizaines de millions de personnes n'avaient plus d'électricité au Canada et aux États-Unis.

La cascade peut être décrite en trois étapes (qui ont suivi les quatre étapes présentées au chapitre 4).

- **Étape 5.** L'effondrement du réseau de transport de FE induit une crête de courant massive, imprévue, dans toute la région. Peu de temps avant l'événement, des courants électriques de forte intensité circulaient dans le réseau de FE, des génératrices du sud (Tennessee, Kentucky, Missouri) vers les postes de distribution du nord de l'Ohio, de l'est du Michigan et de l'Ontario. L'effondrement du réseau de FE a provoqué la rupture de cette voie de transit dans le

nord-est de l'Ohio. L'énergie électrique a alors emprunté d'autres trajets, le long du lac Érié, pour atteindre les postes de distribution. Le courant est venu de l'ouest de l'Ohio et de l'Indiana, d'un côté, et de la Pennsylvanie en passant par l'État de New York et l'Ontario et en contournant le lac Érié par le nord, de l'autre côté. Comme les lignes de transport de ces régions étaient déjà lourdement chargées sous l'effet de transits normaux, certaines ont cédé et se sont mises hors circuit.

- **Étape 6** – La région nord-est s'est alors détachée du reste de l'Interconnexion de l'Est à cause de ces apports supplémentaires de puissance. Les pointes subites de puissance provoquées par les pannes du réseau de FE ont amené les relais d'impédance des lignes voisines à y voir des surcharges et à couper le courant. Il en est résulté une série de chutes de lignes dans l'ouest de l'Ohio qui ont séparé le réseau d'APE du réseau de FE. Les mises hors circuit de lignes se sont ensuite déplacées vers le nord, dans le Michigan, créant une division entre l'est et l'ouest du Michigan.

Avec la rupture des voies de circulation en provenance de l'ouest, une immense crête de puissance partie du réseau de PJM a traversé l'État de New York et l'Ontario et, décrivant une boucle dans le sens anti-horaire autour du lac Érié, est venue combler la demande toujours connectée dans l'est du Michigan et le nord de l'Ohio. Les relais protégeant les lignes entre le réseau de PJM et l'État de New York ont perçu ces pointes immenses de puissance comme des fuites à la terre et ont réagi en coupant les lignes. Des lignes situées dans l'est de l'Ontario ont aussi subi des surcharges et se sont déconnectées. Le nord-est des États-Unis et l'Ontario sont alors devenus une immense enclave électrique séparée du reste de l'Interconnexion de l'Est. Cette enclave, qui importait des quantités importantes d'énergie avant la cascade, est rapidement devenue instable en raison de l'insuffisance de la production interne. Les réseaux au sud et à l'ouest de la division – comme ceux de PJM, d'AEP et d'autres plus à l'Ouest – sont restés intacts et généralement à l'abri des effets de la panne. Une fois que la région nord-est se fut séparée du reste de

Relais d'impédance

Le dispositif de protection le plus couramment utilisé sur les lignes de transport est le relais d'impédance (aussi connu sous le nom de télérelais). Ce dispositif perçoit les modifications de courant et de tension et détermine ainsi l'impédance apparente de la ligne. Chaque extrémité de la ligne de transport est équipée d'un tel relais. Le relais d'impédance comporte en fait trois éléments, chacun de ceux-ci s'intéressant à une section ou à une « zone » particulière de la ligne à surveiller.

- Le premier élément s'intéresse aux anomalies de la ligne elle-même, en temps réel, sans décalage.
- Le deuxième élément vise l'ensemble de la ligne et même un peu au-delà, et pour ce faire il laisse passer un peu de temps. Ce court décalage est utile lorsqu'une anomalie survient près d'une des extrémités de la ligne. Le relais de zone 1 situé à cette extrémité intervient rapidement pour actionner les disjoncteurs qui y sont installés. Toutefois, le relais de zone 1 situé à l'extrémité distante de la ligne peut avoir du mal à déterminer si la fuite se situe à l'intérieur de la ligne ou juste au-delà de cette ligne. Dans ce dernier cas, le relais de zone 2 situé à l'extrémité distante actionne les disjoncteurs après un court délai, permettant au relais de zone 1 situé près de l'anomalie d'ouvrir la ligne d'abord à cette extrémité.
- Le troisième élément réagit plus lentement et recherche les anomalies survenant bien au-delà de l'extrémité de la ligne. On peut considérer qu'il s'agit d'un élément de réserve, qui ne sert pas dans des conditions normales.

Le relais d'impédance entre en action lorsque l'impédance apparente, mesurée par l'intensité du courant et la tension perçue par l'appareil, tombe à l'intérieur d'une des zones d'exploitation pour la durée prévue de temps applicable à cette zone. Le relais d'impédance commande alors l'ouverture des disjoncteurs et isole ainsi la ligne. Règle générale, les fonctions de zone 1 et 2 du relais visent à protéger les lignes des fuites à la terre. L'élément 3 pourra intervenir si, comme on l'a vu lors de la cascade du 14 août, se manifestent des fuites à la terre apparentes qui sont en réalité de fortes oscillations de tension et de courant.

l'Interconnexion de l'Est, la cascade était finie.

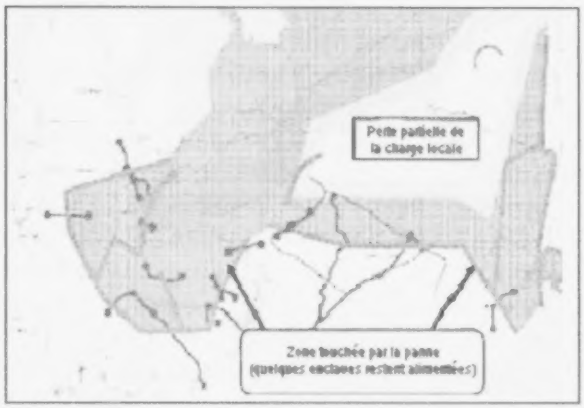
- **Étape 7** – Dans l'étape finale de la cascade, la vaste enclave électrique du Nord-Est souffrait à la fois d'un déficit de production et de conditions instables provoquées par des crêtes importantes de puissance et des oscillations de fréquence et de tension. En conséquence, plusieurs lignes et génératrices dans la zone perturbée se sont mises hors circuit, fragmentant la zone en plusieurs enclaves de moindre étendue. Dans ces enclaves, la production et la charge électrique étaient souvent déséquilibrées, ce qui a entraîné d'autres mises hors circuit de lignes et de génératrices, jusqu'au rétablissement de l'équilibre dans certaines enclaves. Une grande partie de la zone perturbée est tombée en panne pendant ce processus, mais certaines enclaves ont réussi à atteindre l'équilibre sans perte totale du service. Par exemple, la plus grande partie de la Nouvelle-Angleterre s'est stabilisée après que la production et la consommation d'énergie se furent équilibrées. Environ la moitié de la capacité de production et de la charge correspondante sont restées intactes dans l'ouest de l'État de New York, bien alimentées par des centrales de production. En comparaison, d'autres régions caractérisées par une forte demande mais une capacité de production proche nettement inférieure à cette demande ont été entraînées dans la panne (figure 5.1).

Qu'est-ce qui a empêché la cascade du 14 août d'aller plus loin ?

L'enquête a révélé que la cascade peut avoir interrompu sa progression en raison d'un ou de plusieurs de éléments suivants:

- Les effets d'une perturbation se propagent sur les lignes de transport d'énergie et s'amortissent à mesure qu'elles s'éloignent de leur point d'origine, un peu comme les ronds qui s'éloignent d'une pierre lancée dans l'eau. Ainsi, les oscillations de tension et de courant perçues par les relais des lignes éloignées du point d'origine des perturbations sont moins sévères, ayant déjà perdu une partie de leur intensité.
- Les lignes à haute tension et les lignes plus densément réseautées – comme celles qu'on trouve dans le réseau à 500 kV de PJM et celui à 765 kV d'AEP – sont mieux en mesure d'absorber les oscillations de tension et de courant et se trouvent ainsi à bloquer la propagation d'une cascade. Comme on l'a vu à l'étape 6, la cascade s'est étendue à l'ouest de l'Ohio puis vers le nord à travers le Michigan en passant par des zones moins bien desservies en lignes de transport. Chaque ligne absorbe alors une plus grande partie des pointes de puissance et de tension et est plus vulnérable à une mise hors circuit. La même chose s'est produite plus à l'est, où l'on a vu tomber les lignes reliant l'État de New York à la Pennsylvanie et celles rejoignant le New Jersey plus au Nord. La cascade des chutes de lignes s'est arrêtée lorsque le nord-est des États-Unis et l'Ontario ont été complètement isolés du reste de l'Interconnexion de l'Est et que le transit d'énergie vers ces régions devenait impossible (sauf les liaisons de courant continu en provenance du Québec, qui ont continué d'alimenter l'ouest de l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre).
- La mise hors circuit de lignes est venue isoler certaines régions du réseau instable. Un grand nombre de ces régions ont pu continuer d'alimenter leurs clients en électricité, car elles avaient conservé suffisament de puissance réactive ou pouvaient importer de l'énergie d'autres parties du réseau non touchées par les soubresauts ou qui n'étaient pas instables. Au fur et à mesure que la cascade progressait, un plus grand nombre de génératrices et de lignes devenaient hors circuit dans le but de se protéger de sévères dommages et certaines régions se décrochaient

Figure 5.1 - Zone touchée par la panne



complètement de la partie instable de l'Interconnexion de l'Est. Dans plusieurs de ces régions, il y avait suffisament de puissance réactive pour stabiliser le système. Après la formation de la grande enclave dans le Nord-Est, les symptômes d'une chute des fréquences et des tensions devinrent évidents. Les génératrices se sont alors séparées du réseau pour se protéger de graves avaries, accélérant de ce fait même la chute des fréquences et des tensions. Dans certaines parties de cette grande enclave, le réseau était tellement instable qu'il s'est déconnecté lui-même. Ailleurs, le maintien d'une bonne capacité de production, combiné à des délestages automatiques rapides, ont permis de stabiliser la fréquence et la tension du courant. C'est ainsi que la plus grande partie de la Nouvelle-Angleterre a évité la panne. Environ la moitié de la capacité de production et de la charge a été maintenue dans l'ouest de l'État de New York, soutenue par l'apport des centrales situées dans le sud de l'Ontario qui se sont détachées du réseau mais qui sont restées en liaison avec l'ouest de l'État de New York. Un certain nombre d'enclaves plus petites sont aussi parvenues à rétablir l'équilibre entre la production et la consommation et ont ainsi évité la panne.

Étape 5
Cascade d'événements sur le réseau de transport à 345 kV dans le nord de l'Ohio et le centre-sud du Michigan

Aperçu de cette étape

C'est la perte de la ligne à 345 kV Sammis-Star de FE et de son réseau sousjacent à 138 kV qui est à l'origine de cette étape initiale de la panne. Étant donné qu'il ne restait plus alors aucun couloir de transport important en provenance du sud capable de répondre à la demande considérable de la région nord de l'Ohio, la lourde charge imposée aux infrastructures de transport orientées nord et nord-ouest vers le Michigan a provoqué l'effondrement successif des lignes et des centrales électriques.(figure 5.2)

Événements clés

5A) 16 h 5 min 57 s HAE : la ligne à 345 kV Sammis-Star est mise hors circuit

5B) 16 h 8 min 59 s HAE : la ligne à 345 kV Galion-Ohio-Central Muskingum est mise hors circuit

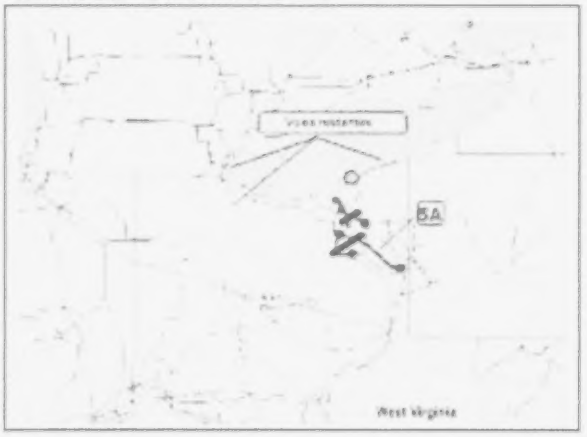
5C) 16 h 9 min 6 s HAE : la ligne à 345 kV East Lima-Fostoria Central est mise hors circuit, entraînant des oscillations de puissance considérables au travers de l'État de New York et de l'Ontario, jusque dans le Michigan.

5D) De 16 h 9 min 8 s HAE à 16 h 10 min 27 s HAE : plusieurs centrales tombent ou subissent des pertes de puissance totalisant 937 MW Réduction à la centrale Midland Cogeneration.

5A) 16 h 5 min 57 s : la ligne à 345 kV Sammis-Star est mise hors circuit

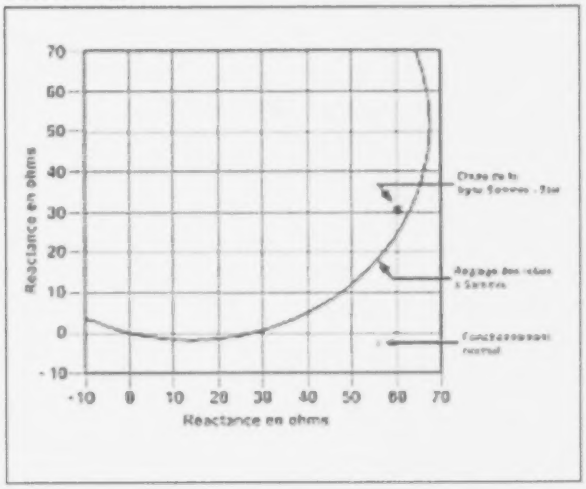
La ligne Sammis-Star n'a pas été mise hors circuit en raison d'un court-circuit à la terre (comme ce fut le cas des lignes à 345 kV tombées plus tôt). Elle a été déconnectée par un relais de protection qui a détecté l'impédance apparente basse de la ligne (tension basse divisée par un courant de ligne anormalement élevé). (figure 5.3)Au moment du déclenchement, il n'y avait pas de panne ni d'oscillation de puissance d'importance – ce sont plutôt les fortes intensités de courant, dépassant la capacité de
surcharge momentanée de la ligne et accompagnées de tensions faibles, qui ont fait croire aux relais de protection que la surcharge était attribuable à une anomalie lointaine

Figure 5.2– Mise hors circuit de la ligne à 345 kV Sammis-Star 16 h 5 min 57 s HAE



dans le réseau. En réalité, le relais ne pouvait plus faire la différence entre un défaut triphasé à distance et une charge de ligne exceptionnellement élevée. De plus, le courant réactif (mesuré en vars) circulant sur la ligne était presque dix fois supérieur à celui qui circulait plus tôt cette journée-là. Le relais a fonctionné tel qu'il avait été conçu.

Figure 5.3 Mise hors circuit des ligne à 345 kV Sammis-Star



La chute de la ligne à 345 kV Sammis-Star a entièrement rompu le trajet à 345 kV allant dans le nord de l'Ohio en provenance du sud-est de cet État, déclenchant une nouvelle séquence rapide de mises hors circuit de ligne à 345 kV, chacune de ces mises hors circuit imposant une charge supplémentaire aux lignes toujours en service. Ces pannes n'ont laissé que trois voies permettant au courant de circuler dans la partie nord de l'Ohio : 1) du nord-est de la Pennsylvanie vers le nord de l'Ohio en empruntant la rive sud du lac Érié, 2) du sud de l'Ohio et 3) de l'est du Michigan et de l'Ontario. Ces ruptures de ligne ont sensiblement affaibli la partie nord-est de l'Ohio comme source d'alimentation de l'est du Michigan, rendant la région de Detroit encore plus dépendante des lignes à 345 kV situées à l'ouest et au nord-ouest de Detroit et en provenance du nord-ouest de l'Ohio et de l'est du Michigan.

De 16 h 8 min 59 s HAE à 16 h 10 min 27 s HAE : des lignes de transport se déconnectent dans le nord-ouest de l'Ohio et la production d'électricité est interrompue dans le centre-sud du Michigan et dans le nord de l'Ohio

5B) 16 h 8 min 59 s HAE : la ligne à 345 kV Galion-Ohio Central-Muskingum est rompue

5C) 16 h 9 min 5 s HAE : la ligne à 345 kV East Lima-Fostoria Central est mise hors circuit, provoquant une grande vague d'oscillations de puissance de la Pennsylvanie et de l'État de New York jusqu'en Ontario et au Michigan

Oscillations des réseaux

Les réseaux d'alimentation électrique connaissent en permanence des oscillations de puissance faibles et stables. Ces oscillations sont provoquées par l'accélération ou le ralentissement des rotors des génératrices pendant le rééquilibrage de la puissance de sortie électrique en fonction de la puissance d'entrée mécanique, nécessaire pour répondre aux modifications de la charge ou des conditions d'exploitation du réseau. Elles sont observables dans le transit de puissance sur les lignes de transport qui relient les installations de production et la charge ou sur les lignes de jonction qui relient divers secteurs d'un réseau. Ces oscillations peuvent aussi être observées dans la mesure des fréquences et des tensions du réseau. Plus il y a de dérangements dans un réseau, plus les oscillations peuvent s'amplifier, au point où les relais de protection interviennent et mettent hors circuit la ligne en cause, de la même manière qu'un élastique se brise s'il est trop étiré. Si des lignes reliant de vastes ensembles sont ainsi sectionnées, l'unité est rompue et chaque segment régional dérive à sa propre fréquence.

Les oscillations dont l'amplitude croît sont dites instables. On les appelle aussi parfois oscillations de puissance. Une fois amorcées, elles vont et viennent dans le réseau à la manière de l'eau qui est projetée d'un bout à l'autre d'une baignoire à bascule.

La déconnexion des lignes de transport Galion-Ohio Central-Muskingum et East Lima-Fostoria Central a eu pour effet de supprimer les trajets de transport menant du sud et de l'ouest de l'Ohio au nord de l'Ohio et à l'est du Michigan. Le nord de l'Ohio n'était connecté à l'est du Michigan que par trois lignes de transport à 345 kV près de la courbe sud-ouest du lac Érié. Ainsi, l'ensemble des stations de distribution du nord de l'Ohio et de l'est du Michigan n'était plus raccordé au reste du réseau 1) à l'est, que par les lignes de transport provenant du nord-est de l'Ohio et du nord-ouest de la Pennsylvanie et passant le long de la rive sud du lac Érié et 2) à l'ouest, que par les lignes situées à l'ouest et au nord-ouest de Detroit, au Michigan, et allant du Michigan à l'Ontario.(figure 5.4)

La mise hors circuit de la ligne à 345 kV East Lima-Fostoria Central, à 16 h 9 min 6 s HAE, sous l'effet de l'intensité élevée et de la basse tension du courant, ajoutée aux fortes oscillations de la puissance transmise sur le réseau (évaluées à 400 MW à leur passage dans les enregistreurs de la NYPA à Niagara) a marqué le début de l'instabilité du système. Il s'agissait du premier de plusieurs incidents interrégionaux mettant en cause l'intensité et la fréquence du courant qui se sont produits dans les deux minutes suivantes. Ces perturbations étaient en fait la réaction du réseau à la suppression des trajets de transport OhioMichigan (ci-dessus) et aux contraintes que les charges toujours élevées de Cleveland, de Toledo et de Detroit imposaient aux lignes et aux génératrices locales encore en service.

L'enregistrement haute vitesse des courants à 345 kV transitant à Niagara Falls, représenté à la figure 5.5, montre que les oscillations de puissance allant de l'État de New York vers l'Ontario se sont poursuivies pendant plus de dix secondes. L'enregistrement indique l'importance des courants qui ont suivi la chute des lignes à 345 kV Hampton-Pontiac et Thetford-Jewell, au Michigan, et la chute de la ligne à 345 kV Perry-Ashtabula reliant la région de Cleveland à la Pennsylvanie. La tension très basse du réseau au nord de l'Ohio a rendu très difficile le maintien de la synchronisation entre l'électricité produite dans la région de Cleveland et du lac Érié et celle venant de l'Interconnexion de l'Est. Au cours des deux minutes qui ont suivi, les génératrices de cette région ont atteint un point de non-retour, les discordances dans les jonctions restantes ne cessant d'augmenter, jusqu'au point de rupture.

Figure 5.4 – Perte de lignes à 345 kV en Ohio, de 16 h 8 min 59 s à 16 h 9 min 7 s

Avant ces premières oscillations importantes détectées à l'interface MichiganOntario, les courants acheminés dans le réseau de NPCC (Ontario et Maritimes, NouvelleAngleterre, État de New York et partie médio-atlantique du réseau de PJM) étaient caractéristiques de la période estivale, bien à l'intérieur des limites admissibles. Les installations de transport et de production d'électricité étaient normales dans tout le réseau de NPCC.

5D) 16 h 9 min 8 s à 16 h 27 s HAE : plusieurs centrales sont mises hors circuit, pout une pertetotale de 937 MW

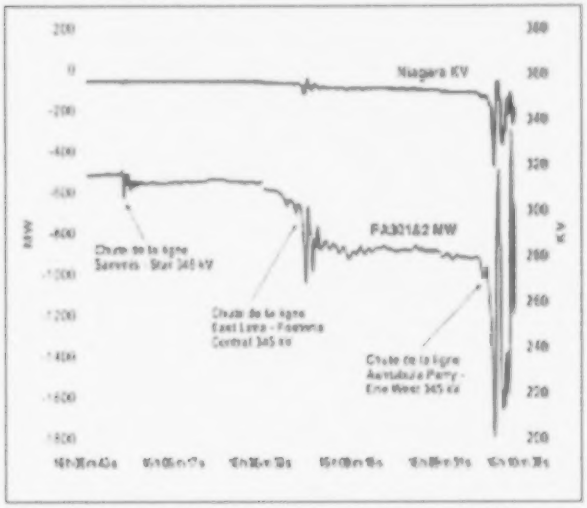
Réduction de 300 MW de la production de la Michigan Cogeneration Venture (de 1 263 MW à 963 MW)

Mise hors circuit des génératrices Kinder Morgan 1 et 2 (200 MW au total)

Mise hors circuit de la génératrice Avon Lake 7 (82 MW) hors circuit des génératrices

Berger 3, 4 et 5 (355 MW au total)
La centrale de la Midland Cogeneration Venture (MCV) se trouve dans le centre du Michigan et celle de Kinder Morgan est située dans le centre-sud du Michigan. L'importante inversion de puissance a provoqué des fluctuations en fréquence et en tension enregistrées par les deux centrales. Leurs systèmes de réglage automatique ont réagi à ces phénomènes transitoires en tentant de régler la sortie de façon à accroître la tension ou à répondre

Figure 5.5 Transit de puissance entre l'État de New York et l'Ontario à Niagara



Nota : ne comprend pas le transit sur la ligne à 230 kV.

aux changements de fréquence; n'y parvenant pas, elles se sont mises hors circuit. De même, les génératrices Avon Lake et Burger, situées à Cleveland et à proximité, ont vraisemblablement quitté le réseau en raison des basses tensions dans la zone de Cleveland, et la ligne à 138 kV a été déconnectée près du poste de 138 kV de Burger (nord de l'Ohio) (Figure 5.6).

Les transferts d'énergie de l'Indiana à destination du Michigan ont augmenté afin de combler les besoins énergétiques de l'est du Michigan et du nord de l'Ohio (toujours connectés au réseau par l'intermédiaire du nord-ouest de l'Ohio et du Michigan), ce qui s'est accompagné d'une chute de tension en raison du déséquilibre entre l'ampleur des charges et les limites de capacité de transport et de production d'électricité.

Figure 5.6 – Mise hors circuit de génératrices au Michigan et en Ohio

Étape 6 – La cascade intégrale

Entre 16 h 10 min 36 s et 16 h 13 min HAE, des milliers d'incidents sont survenus dans le réseau, provoqués par des phénomènes physiques et par l'intervention automatique des dispositifs de protection des équipements. À la fin, une grande partie de l'Ontario et du nord-est des États-Unis était dans le noir.

Événements clés

16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 39 s HAE : des lignes de transport tombent un peu partout au Michigan et dans le nord de l'Ohio, la production d'électricité est interrompue dans le centre du Michigan et le nord de l'Ohio et le nord de l'Ohio se sépare de la Pennsylvanie.

6A) 16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 37 s HAE : d'autres lignes de transport et des génératrices sont mises hors circuit dans le Michigan

6B) 16 h 10 min 37 s à 16 h 10 min 38 s HAE :

Figure 5.7 – 16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 37 s HAE : mise hors circuit de génératrices et de lignes de transport au Michigan

Chute de la ligne à 345 kV Argenta-Battlecreek

Chute de la ligne à 345 kV Battlecreek-Oneida

Chute de la ligne à 345 kV Argenta-Tompkins

Mise hors circuit des génératrices Sumpter 1, 2, 3 et 4 (300 MW) près de Détroit.

Réduction de puissance de la centrale de MCV de 944 MW à 109 MW.

Ces pannes ont eu pour effet de couper les couloirs est-ouest desservant la région de Detroit à partir du centre-sud du Michigan. Les génératrices de Sumpter se sont détachées du réseau en raison de sa trop faible tension. Les lignes du Michigan situées au nord-ouest de Detroit ont alors commencé à se rompre, comme on le précise ci-dessous.(figure 5.7)

6C) 16 h 10 38 min 6 s HAE : la liaison Cleveland-Pennsylvanie se sectionne, le courant s'inverse et une énorme crête de courant déferle en sens antihoraire autour du lac Érié.

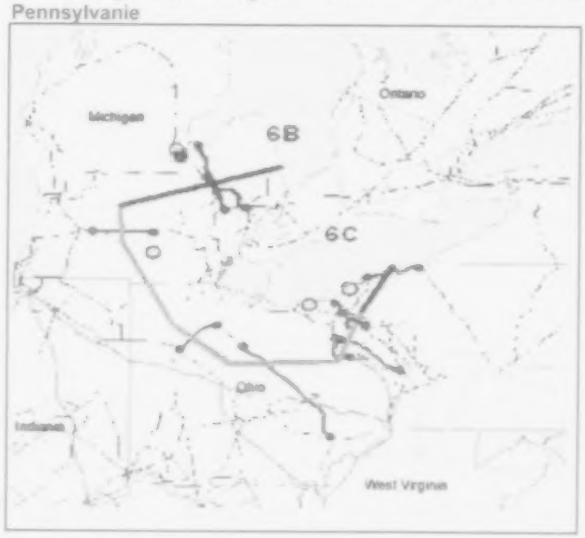
16 h 10 min 38,6 s : mise hors circuit de la ligne à 345 kV Perry-Ashtabula-Erie West 16 h 10 min 38,6

Propagation d'une énorme crête de courant à travers la Pennsylvanie, le New Jersey, l'État de New York, l'Ontario et le Michigan, à destination de l'est du Michigan et du nord de l'Ohio.

La ligne Perry-Ashtabula-West Erie était la dernière liaison à 345 kV entre le nord de l'Ohio et les régions plus à l'est. Sa chute a eu pour effet de couper le réseau de transport à 345 kV entre l'Ohio et la Pennsylvanie. Après la chute de ces lignes, les stations de distribution de l'est du Michigan et du nord de l'Ontario sont demeurées connectées au reste de l'Interconnexion de l'Est uniquement à l'interface entre les réseaux du Michigan et de l'Ontario. L'énergie de sources internes dont disposaient l'est du Michigan et le nord de l'Ohio était alors très faible et la tension diminuait. Entre 16 h 10 min 39 s et 16 h 10 min 50 s HAE, les systèmes de délestage automatique pour cause de sous-fréquence sont intervenus dans la région de Cleveland et ont soulagé le réseau d'une charge d'environ 1 750 MW. La fréquence dans la région de Cleveland (alors coupée de l'Interconnexion de l'Est côté sud) chutait aussi rapidement et le délestage n'a pas été suffisant pour stopper la baisse de fréquence. Comme le réseau électrique cherche toujours à équilibrer charge et production d'électricité, les appels de puissance de la région de Cleveland ont eu pour effet d'attirer vers elle toute la puissance disponible *via* le seul grand canal encore ouvert – les lignes partant de l'est du Michigan et se dirigeant vers l'est pour aboutir en Ontario.

Avant la perte de la ligne Perry-Ashtabula-West Erie, 437 MW d'énergie transitaient du Michigan vers l'Ontario. À 16 h 10 min 38,6 s HAE, après la rupture des autres voies de transport vers le Michigan et l'Ohio, en une fraction de seconde, le courant électrique qui suivait ce trajet a changé de direction. L'électricité a commencé à circuler vers le Michigan en décrivant une immense boucle en sens antihoraire traversant la Pennsylvanie, l'État de New York et l'Ontario pour aboutir au Michigan, en empruntant la seule liaison restante. Le débit de puissance mesuré sur les lignes à 345 kV a atteint plus de 800 MW à Niagara Falls et plus de 3 500 MW à l'interface Ontario-Michigan. (figure 5.8) Ce retour soudain d'énergie d'une grande puissance a entraîné une chute de tension radicale et provoqué des pics de courant sur les lignes de transport le long de l'interface Pennsylvanie-New York.

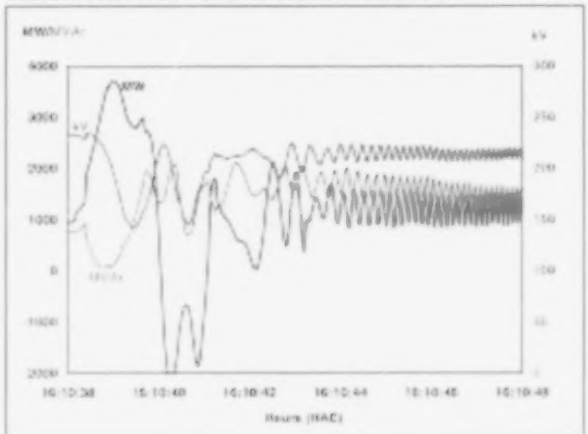
Figure 5.8 –16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 38,6 s HAE : chute de lignes au Michigan et détachement de l'Ohio de la Pennsylvanie



Il s'agissait d'oscillations transitoires, ce qui signifie que la fréquence n'était pas la même dans les diverses parties de l'Interconnexion de l'Est. Comme l'indique la figure 5.9, ce déséquilibre des fréquences et les oscillations de puissance qui l'ont accompagné ont produit un brusque affaissement des tensions. La puissance du courant électrique arrivant à Detroit a dépassé 3 500 MW et 1 500 Mvar, ce qui indique que la crête de courant tirait de la puissance active et réactive du nord-est afin de compenser les tensions basses dans l'est du Michigan et à Detroit. En raison de son importance, la puissance réactive a vite fait de provoquer la chute des tensions en Ontario et dans l'État de New York. Pendant ce temps, la tension du réseau local de la région de Detroit demeurait malgré tout basse, l'alimentation restant inférieure à la demande, et Detroit fut bientôt en panne totale (comme l'indiquent les rapides oscillations de puissance en baisse après 16 h 10 min 43 s HAE).

Entre 16 h 10 min 38 s et 16 h 10 min 41 s HAE, le réseau a connu une forte crête de courant et une soudaine augmentation de la fréquence à 60,3 Hz. Une série de circuits se sont ouverts à la limite entre les réseaux de PJM et de la NYISO en raison de défauts d'impédance apparente (courts-circuits). La crête de courant s'est aussi déplacée en direction de la Nouvelle-Angleterre et des Maritimes. La combinaison de la crête de courant et de l'augmentation de fréquence a entraîné la mise hors circuit de génératrices présélectionnées d'une puissance totale de 380 MW dans les Maritimes, par suite de l'activation du système de protection spécial « Perte de ligne 3001 » d'Énergie NB. Ce système, conçu à l'origine pour

Figure 5.9 – Puissance active et réactive et tension du courant venant de l'Ontario et arrivant à Detroit



répondre aux défaillances éventuelles de la liaison à 345 kV entre les Maritimes et la Nouvelle-Angleterre, a néanmoins réagi aux effets de la crête de courant. La liaison est demeurée intacte pendant la panne.

En définitive, c'est la chute de la ligne à 345 kV Perry-Ashtabula-Erie West, à 16 h 10 min 38,6 s HAE, qui a plongé le Nord-Est dans une période d'instabilité transitoire et de perte de synchronisation de la production. À partir de ce moment, la cascade devenait inévitable et incontrôlable.

16 h 10 min 39 s à 16 h 10 min 44 s HAE : la région ouest de la Pennsylvanie se sépare de l'État de New York

6D) 16 h 10 min 39 s HAE : ligne à 345 kV Homer City-Watercure Road

16 h 10 min 39 s HAE : ligne à 345 kV Homer City-Stolle Road

6E) 16 h 10 min 44 s HAE : ligne à 230 kV South Ripley-Erie East et ligne à 230kV South Ripley-Dunkirk

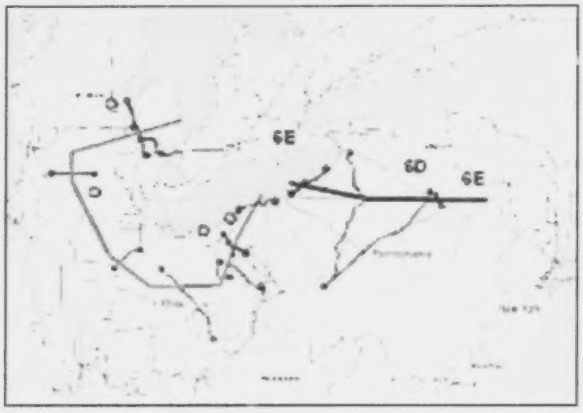
16 h 10 min 44 s HAE : ligne à 230 kV East Towanda-Hillside

Réagissant à la crête de courant orientée vers le nord, depuis la Pennsylvanie en passant par l'État de New York et l'Ontario et aboutissant au Michigan, les relais automatiques ont déconnecté ces quatre lignes en moins de cinq secondes l'une de l'autre en raison de l'impédance apparente qu'ils y ont détectée, ce qui a eu pour effet de rompre la liaison entre la Pennsylvanie et l'État de New York.(figure 5.10)

À ce moment-là, la partie nord de l'Interconnexion de l'Est (comprenant l'est du Michigan et le nord de l'Ohio) est demeurée connectée au reste de l'interconnexion en deux endroits seulement : 1) à l'est, par les liaisons à 500 kV et à 230 kV entre l'État de New York et le nordest du New Jersey et 2) à l'ouest, par le long et fragile corridor à 230 kV reliant l'Ontario au Manitoba et au Minnesota.

Comme les appels d'électricité du Michigan, de l'Ohio

Figure 5.10 – 16 h 10 min 39 s à 16 h 10 min 44 s HAE : rupture de la liaison entre l'ouest de la Pennsylvanie et l'État de New York



et de l'Ontario avaient pour effet de tirer de l'énergie des lignes traversant l'État de New York et la Pennsylvanie, des quantités énormes d'énergie provenant du New Jersey se dirigeaient vers le nord en empruntant les lignes de jonction de l'État de New York, ce qui amplifiait encore plus les oscillations de puissance.

6F) 16 h 10 min 39 s à 16 h 10 min 46 s HAE : dans le nord de l'Ohio et l'est du Michigan, les conditions continuent de se dégrader et d'autres lignes et centrales tombent en panne

Ligne à 345 kV Bayshore-Monroe

Ligne à 345 kV Allen Junction-Majestic-Monroe

Sous-station à 345 kV Majestic – une borne ouverte sur toutes les lignes à 345 kV

Borne de ligne à 345 kV Perry-Ashtabula-Erie West à la sous-station 345 / 138 kV Ashtabula

Ligne à 345 kV Fostoria Central-Galion

Ligne à 345 kV Beaver-Davis Besse

Chute de la ligne à 345 kV Galion-Ohio Central-Muskingum à Galion

Six centrales ont perdu des génératrices, pour un total de 3 097 MW :

Génératrice 18 Lakeshore (156 MW, près de Cleveland)

Génératrices 1 à 4 Bay Shore (551 MW, près de Toledo)

Génératrices 1, 2 et 3 Eastlake (total de 403 MW, près de Cleveland)

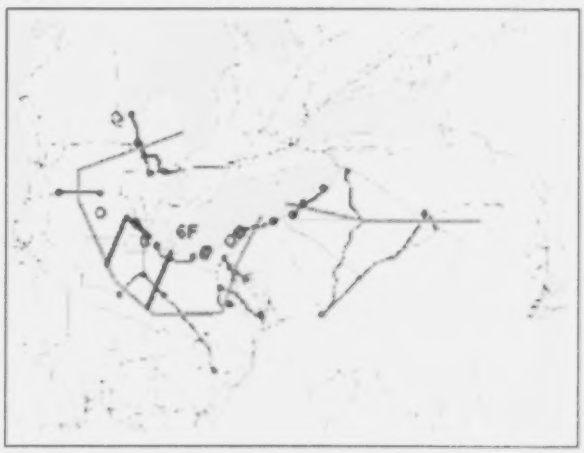
Génératrice 9 Avon Lake (580 MW, près de Cleveland)

Génératrice nucléaire Perry 1 (1 223 MW, près de Cleveland)

Génératrice 5 Ashtabula (184 MW, près de Cleveland)

De retour dans le nord de l'Ohio, la mise hors circuit de la sous-station à 345 kV Majestic dans le sudest du Michigan, de la ligne à 345 kV Bay Shore-Monroe et du transformateur 345/138kV Ashtabula a fait de Toledo et de Cleveland une grande « enclave » électrique. (figure 5.11) Dans cette enclave, la fréquence a commencé à chuter rapidement. S'est ensuivie une série d'arrêts de centrales régionales sous l'effet de l'activation des relais automatiques de sous-fréquence, y compris les génératrices de Bay Shore. Quand la ligne à 345 kV

Figure 5.11 – Autres lignes et centrales mises hors circuit



Beaver-Davis Besse reliant Cleveland et Toledo est tombée, Cleveland est devenue une enclave isolée. La charge de la région de Cleveland a été déconnectée par délestage automatique pour sous-fréquence (environ 1 300 MW dans la région métropolitaine de Cleveland), de même qu'une autre charge, de 434 MW, après que les génératrices restantes dans l'enclave eurent été mises hors service par des relais de protection sous-fréquence. Des parties de Toledo sont aussi tombées en panne à la suite d'un délestage automatique pour sous-fréquence, mais la plus grande partie de la charge de Toledo a été récupérée par le rétablissement automatique de diverses liaisons, telles la ligne à 345 kV East Lima-Fostoria Central 345 kV et plusieurs lignes de la sous-station Majestic à 345 kV.

La période prolongée de basse tension à laquelle a été soumis le réseau autour de Detroit a eu pour effet d'amorcer la désynchronisation entre les génératrices encore actives dans la région – qui produisaient alors au maximum – et le reste du réseau. Les centrales touchées se sont emballées au-delà de la fréquence du réseau, chaque génératrice tournant à un régime supérieur au régime normal. Lorsque la tension est revenue à une valeur proche de la normale, les génératrices n'ont pu ralentir assez vite et ont fini par produire des niveaux de sortie temporairement excessifs, toujours hors de phase avec le réseau. Cette situation est évidente dans la figure 5.9, (ci-dessus) qui indique au moins deux « glissements de polarité » par des centrales de la région de Detroit entre 16 h 10 min 40 s et 16 h 10 min 42 s. Plusieurs grandes génératrices dans les environs de Detroit – Belle River, St. Clair, Greenwood, Monroe et Fermi – ont été mises hors circuit pour rupture de synchronisme. La centrale nucléaire Perry 1, située sur la rive sud du lac Érié, près de la frontière avec la Pennsylvanie, et un certain nombre de génératrices se trouvant près de Cleveland ont été stoppées par leurs dispositifs de protection contre les sous-fréquences.

6G) 16 h 10 min 42 s à 16 h 10 min 45 s HAE : des voies sont rompus dans le New Jersey et le nord de l'Ontario, isolant la partie nord-est de l'Interconnexion de l'Est

Mises hors service de génératrices dans quatre centrales, totalisant 1 630 MW

Génératrices 11 et 12 Greenwood (225 MW, près de Detroit)

Génératrice 1 Belle River (600 MW près de Detroit)

Génératrice 7 St. Clair (221 MW, génératrice DTE)

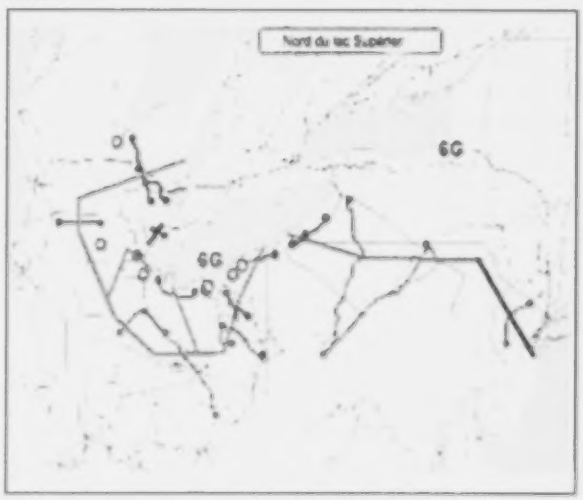
Génératrices 7A, 8 et 9 Trenton Channel (584 MW, génératrices DTE)

16 h 10 min 43 s HAE : chute de la ligne à 230 kV Keith-Waterman
16 h 10 min 45 HAE : chute de la ligne à 230 kV Wawa-Marathon n° W21-22
16 h 10 min 45 HAE : chute de la ligne à 500 kV Branchburg-Ramapo

Un nombre important d'installations de production desservant Detroit a été mis hors circuit en réaction aux événements ci-dessus. À 16 h 10 min 43 s HAE, l'est du Michigan était toujours connecté à l'Ontario, mais la ligne à 230 kV Keith-Waterman qui forme une partie de cette interface a été déconnectée automatiquement en raison de son impédance apparente.(figure 5.12)

À 16 h 10 min 45 s HAE, la région nord-ouest de l'Ontario a été coupée du reste de l'Ontario quand les lignes à 230 kV Wawa-Marathon se sont déconnectées le long de la rive nord du lac Supérieur. La zone située à l'extrême nord-ouest de l'Ontario est toutefois

Figure 5.12 – Le nord-est se sépare de l'Interconnexion de l'Est



demeurée connectée aux réseaux du Manitoba et du Minnesota et a donc été protégée contre la panne.

La ligne à 500 kV Branchburg-Ramapo située entre le New Jersey et l'État de New York était la dernière grande voie de transport encore en fonction entre l'Interconnexion de l'Est et la région touchée par la panne. Cette ligne est tombée à 16 h 10 min 45 s HAE, de même que les lignes sous-jacentes à 230 kV et à 138 kV au nord-est du New Jersey. La partie nord-est du New Jersey restait toujours connectée à l'État de New York, pendant que la Pennsylvanie et les autres parties du New Jersey étaient connectées au reste de l'Interconnexion de l'Est.

À ce moment-là, l'Interconnexion de l'Est était sectionnée en deux grandes zones. Au nord et à l'est de la ligne de démarcation se trouvaient la ville de New York, la partie nord du New Jersey, l'État de New York, la Nouvelle Angleterre, les provinces maritimes canadiennes, l'est du Michigan, la plus grande partie de l'Ontario et le réseau du Québec. La partie restante de l'Interconnexion de l'Est, au sud et à l'ouest de cette ligne, était relativement épargnée par la panne.

Étape 7
16 h 10 min 46 s – 16 h 12 min HAE : de nombreuses enclaves se forment dans le nord-est des États-Unis et au Canada

Aperçu de cette étape

Entre 16 h 10 min 46 s et 16 h 11 min 57 s HAE, la Nouvelle-Angleterre (sauf la partie sud-ouest du Connecticut) et les Maritimes se détachent de l'État de New York et restent intactes; l'État de New York se divise entre l'est et l'ouest. La figure 5.13 illustre les événements de cette phase.

Au cours des trois secondes suivantes, la partie nord enclavée de l'Interconnexion de l'Est se fragmente.

7A) 16 h 10 min 46 s à 16 h 10 min 47 s HAE : les lignes de transport New York-Nouvelle-Angleterre se déconnectent.

7B) 16 h 10 min 49 s HAE : le réseau de transport de l'État de New York se divise entre l'est et l'ouest.

7C) 16 h 10 min 50 s HAE : le réseau ontarien à l'ouest des chutes Niagara et du Saint-Laurent se sépare de l'ouest de l'enclave de New York.

7D) 16 h 11 min 22 s HAE : le sud-ouest du Connecticut se sépare de la ville de New York.

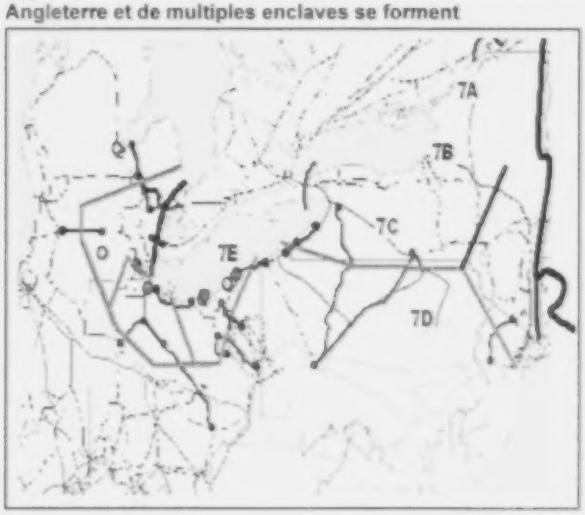
7E) 16 h 11 min 57 s HAE : les lignes de transport restantes entre l'Ontario et l'est du Michigan tombent.

Événements clés

7A) 16 h 10 min 46 s à 16 h 10 min 49 s HAE : les lignes de transport New York-Nouvelle-Angleterre se déconnectent

Entre 16 h 10 min 46 s et 16 h 10 min 49 s HAE, les lignes de jonction reliant l'État de New York à la Nouvelle-Angleterre tombent; les oscillations de puissance dans l'ensemble de la région ont entraîné cette séparation, faisant perdre au Vermont une charge d'environ 70 MW.

Figure 5.13 – L'État de New York se détache de la Nouvelle-Angleterre et de multiples enclaves se forment



Les lignes de jonction entre l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre se sont déconnectées et la plus grande partie de la Nouvelle-Angleterre et des provinces maritimes canadiennes est devenue une enclave dont la production et la consommation étaient suffisamment rapprochées pour maintenir le service. À cette date, la Nouvelle-Angleterre exportait près de 600 MW à l'État de New York, de sorte que son réseau a été soumis à des fortes fluctuations jusqu'à ce qu'il retrouve un nouvel équilibre. Avant qu'intervienne la séparation entre le bloc Maritimes-Nouvelle-Angleterre et l'Interconnexion de l'Est, à 16 h 11 min HAE approximativement, les tensions se sont abaissées en raison des importantes oscillations de puissance dans diverses parties de la Nouvelle-Angleterre. Les installations électriques de plusieurs clients importants se sont alors débranchées automatiquement.[2] Toutefois, le sud-ouest du Connecticut s'est détaché de la Nouvelle-Angleterre et est resté lié à l'État de New York pendant environ une minute.

En raison des caractéristiques de sa géographie et de ses installations électriques, le réseau du Québec est rattaché à l'Interconnexion de l'Est par des liaisons de courant continu à haute tension plutôt qu'au moyen de lignes de transport utilisant le courant alternatif. Le réseau québécois est ainsi parvenu à surmonter les crêtes de puissance sans trop de mal parce que les connexions en courant continu l'ont protégé des oscillations de fréquence.

7B) 16 h 10 min 49 s HAE : l'État de New York se divise entre l'est et l'ouest

Le réseau de transport d'électricité s'est fracturé à l'intérieur de l'État de New York, la partie est formant une enclave englobant la ville de New York, le nord du New Jersey et le sud-ouest du Connecticut, tandis que la partie ouest de l'État de New York est restée rattachée à l'Ontario et à l'est du Michigan.

7C) 16 h 10 min 50 s HAE : le réseau ontarien à l'ouest des chutes Niagara et du Saint-Laurent se détache de l'ouest de l'enclave de l'État de New York

À 16 h 10 min 50 s HAE, l'Ontario et l'État de New York se sont détachés de l'interconnexion Ontario/New York, par l'action de relais qui ont déconnecté neuf lignes à 230 kV en Ontario. Cet épisode a laissé la plus grande partie de l'Ontario isolée au nord. Les grandes centrales hydroélectriques ontariennes de Beck et de Sanders, avec une partie de la charge ontarienne, les centrales hydroélectriques de la New York Power Authority (NYPA) sur le Saint-Laurent et la rivière Niagara, de même que l'interconnexion à 765 kV de courant alternatif de la NYPA avec le Québec, sont restées raccordées au réseau de l'ouest de l'État de New York, répondant ainsi à la demande de la partie nord de l'État.

Entre 16 h 10 min 49 s et 16 h 10 min 50 s HAE, la fréquence est tombée sous le seuil de 59,3 Hz, provoquant un délestage automatique pour sous-fréquence en Ontario (perte de 2 500 MW), dans l'est de l'État de New York et le sud-ouest du Connecticut. Ce délestage a coupé environ 20 % de la charge dans l'est de l'enclave de New York et environ 10 % de la charge restante de l'Ontario. Entre 16 h 10 min 50 s et 16 h 10 min 56 s HAE, l'isolement des centrales hydroélectriques du sud de l'Ontario reliées à l'ouest de l'enclave de New York, combiné au délestage pour sous-fréquence dans le même enclave, a propulsé la fréquence de celle-ci à 63,0 Hz en raison d'un excédent de production.

Trois des circuits de transport à 230 kV près de Niagara ont reconnecté automatiquement l'Ontario à l'État de New York à 16 h 10 min 56 s HAE en se refermant. Mais même avec le rebranchement de ces lignes, la principale enclave ontarienne (toujours rattachée à l'État de New York et à l'Est du Michigan) souffrait d'une importante sous-production, de sorte que sa fréquence a chuté vers le seuil de 58,8 Hz, qui commande une deuxième étape du délestage de charge pour sous-fréquence. Dans les deux secondes qui ont suivi, une autre tranche de 18 % de la demande ontarienne (4 500 MW) a été déconnectée par délestage automatique. À 16 h 11 min 10 s HAE, ces trois mêmes lignes sont tombées une deuxième fois à l'ouest de Niagara et les réseaux de l'État de New York et de la plus grande partie de l'Ontario ont été coupés une dernière fois. Après cette rupture, la fréquence du réseau ontarien est tombée à 56 Hz à 16 h 11 min 57 s HAE. Tandis que l'Ontario continuait de fournir 2 500 MW d'électricité à l'enclave Michigan-Ohio, les jonctions restantes avec le Michigan décrochaient à 16 h 11 min 57 s HAE. La fréquence du réseau ontarien a alors chuté, provoquant une panne de grande étendue à 16 h 11 min 58 s HAE et

la perte de 22 500 MW de charge en Ontario, privant de courant les villes de Toronto, Hamilton et Ottawa.

Délestage de charge pour sous-fréquence
Dans un réseau électrique, la charge et la production d'énergie doivent toujours s'équilibrer. Si le réseau perd d'un coup une grande partie de sa capacité de production, il devra abaisser sa charge en conséquence. Si cette réduction de charge n'est pas gérée avec soin, le déséquilibre peut provoquer un affaissement de tension et de vastes pannes. Si par contre le délestage est assez rapide et substantiel, la tension pourra retrouver sa valeur normale de 60 Hz.

Après les pannes des années 1960, les services d'utilité publique ont prévu des mécanismes de délestage automatique pour cause de sous-fréquence dans leurs réseaux de distribution. Les dispositifs en question sont conçus pour débrancher automatiquement une partie de la clientèle si la fréquence devient trop basse (étant donné qu'une basse fréquence indique un déficit de la production par rapport à la charge), le délestage s'amorçant généralement lorsque la fréquence descend à 59,2 Hz. D'autres charges sont progressivement abandonnées si la fréquence continue de baisser. Le dernier palier de délestage est fixé à un niveau de fréquence qui se situe juste au-dessus du point de réglage (57,5 Hz) des relais de protection des génératrices, qui interviennent en cas de baisse excessive de la fréquence pour préserver les équipements de possibles avaries. (figure 2.4)

Les modalités de délestage varient d'une service d'utilité publique à l'autre. Au sein du conseil NPCC, après la panne du Nord-Est de 1965, la région a adopté des critères de délestage automatique pour éviter une répétition de la panne en cascade et mieux protéger les équipements des dommages provoqués par un effondrement brusque du réseau.

7D) 16 h 11 min 22 s HAE : le sud-ouest du Connecticut se détache de la ville de New York

Dans le sud-ouest du Connecticut, après le sectionnement de la ligne Long Mountain-Plum Tree (reliée à la sous-station de Pleasant Valley dans l'État de New York) à 16 h 11 min 22 s HAE, un bloc d'environ 500 MW du sud-ouest du Connecticut n'a plus été alimenté que par la liaison sous-marine de 138 kV vers Long Island. Environ deux secondes plus tard, les deux circuits de 345 kV reliant le sud-est de l'État de New York à Long Island sont tombés, isolant par le fait même Long Island et le sud-ouest du Connecticut, qui restaient pourtant reliés l'un à l'autre par le câble sous-marin 1385 de 138 kV entre Norwalk Harbor et Northport. Cette dernière liaison a été mise hors circuit environ 20 secondes plus tard, entraînant le sud-ouest du Connecticut dans la panne.

Dans la partie ouest de l'enclave de New York, le réseau à 345 kV est demeuré intact depuis Niagara jusqu'à la région d'Utica à l'est, et entre le fleuve Saint-Laurent/Plattsburgh jusqu'à la région d'Utica au sud, grâce aux jonctions à 765 kV et à 230 kV. Les centrales ontariennes de Beck et de Saunders sont restées connectées à l'État de New York au niveau de la rivière Niagara et du Saint-Laurent, respectivement, cette enclave se stabilisant avec environ 50 % de la charge présente en début de la panne. La frontière de cette enclave s'est déplacée vers le sud-est en raison d'une nouvelle rupture de la ligne à 345 kV entre Fraser et Coopers Corners à 16 h 11 min 23 s HAE.

En raison de ces fréquentes variations de fréquence et de tension, plusieurs génératrices de grande puissance dans l'État de New York et en Ontario se sont déconnectées. L'est de l'enclave de New York, y compris les zones densément peuplées du sud-est de l'État, la ville de New York et Long Island, ont connu une baisse importante de la fréquence et de la tension d'alimentation. À 16 h 11 min 29 s HAE, les circuits à 345 kV entre New Scotland et Leeds sont tombés, divisant l'enclave en deux sections nord et sud. Une petite zone dans la partie nord de l'est de l'enclave (la région d'Albany) est restée approvisionnée par des génératrices locales, jusqu'à ce qu'elle parvienne à synchroniser sa charge avec l'ouest de l'enclave de New York.

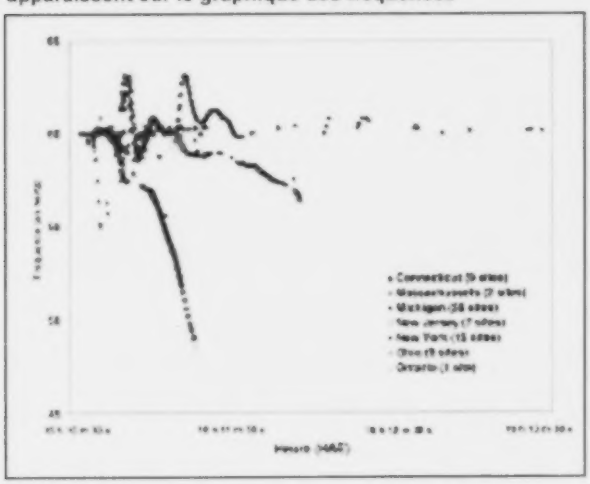
7E)16 h 11 min 57 s HAE : les lignes de transport encore sous tension entre l'Ontario et l'est du Michigan tombent à leur tour

Avant la panne, la Nouvelle-Angleterre, l'État de New York, l'Ontario, l'est du Michigan et le nord de l'Ohio

étaient des importateurs nets de puissance, conformément au programme d'échange d'énergie alors en vigueur. Lorsque les lignes est et sud desservant Cleveland, Toledo et Detroit sont tombées, la charge est restée pour une bonne part à l'intérieur des réseaux, mais ceux-ci avaient perdu une partie de leur capacité de production. Il s'ensuivit une aggravation du déséquilibre de la production-demande dans des zones qui importaient déjà de l'énergie. La puissance pour combler ce vide ne pouvait venir que de la seule voie encore ouverte, qui passait par l'Ontario (réseau IMO). Une fois que la plus grande partie du réseau d'IMO eut été coupée de l'État de New York et des sources d'énergie au nord et à l'est, et qu'une bonne partie de la charge et de la capacité de production de l'Ontario eurent été perdues, il n'a fallu que quelques secondes pour que les corridors de transport vers l'ouest entre l'Ontario et le Michigan tombent à leur tour.

Lorsque la cascade de pannes fut achevée à 16 h 12 min HAE, une bonne partie de la zone perturbée était complètement privée de courant, mais il restait des poches isolées qui conservaient le service parce que la charge et la production avaient atteint un état d'équilibre. Les grandes centrales hydroélectriques ontariennes de Beck et Saunders, de même qu'une partie de la charge de l'Ontario, les centrales hydroélectriques de la New York Power Authority (NYPA) sur le Saint-Laurent et la rivière Niagara, de même que les interconnexions de la NYPA à 765 kV de courant alternatif avec le Québec, sont restées raccordées au réseau de l'ouest de l'État de New York, répondant à la demande de la partie nord du même État.

Figure 5.14 – Enclaves électriques, telles qu'elles apparaissent sur le graphique des fréquences



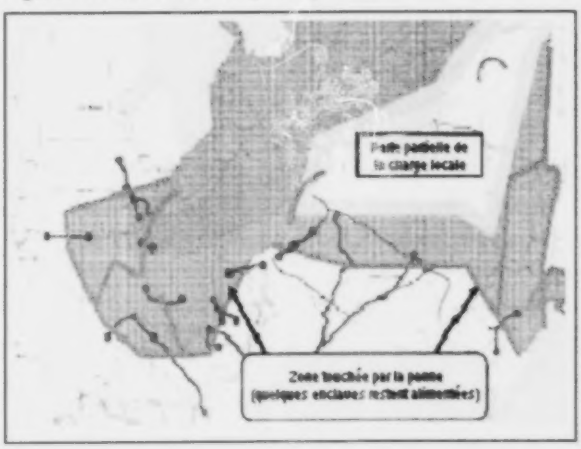
Formation d'enclaves électriques. Une fois que la région nord-est fut isolée, elle a connu un déficit croissant de production dans la mesure où de plus en plus de centrales électriques quittaient le réseau pour se protéger des perturbations croissantes. Les fortes oscillations de fréquence et de tension dans la région ont provoqué la rupture de nombreuses liaisons, de sorte que la zone isolée s'est fragmentée en enclaves de plus en plus petites. Le déséquilibre entre la charge et la production d'énergie a aussi décalé les tensions et les fréquences à l'intérieur de ces zones, provoquant d'autres pertes de production et des délestages automatiques pour sous-fréquence, de sorte que la plupart de ces zones se sont finalement trouvées sans courant.

La figure 5.14 montre la courbe des fréquences compilées par la société I-Grid (qui se spécialise dans l'analyse de la qualité de l'énergie électrique fournie aux clients industriels) dans la région sinistrée. Les courbes des fréquences dans les États touchés par la panne pendant la minute cruciale où s'est fragmenté le réseau révèlent l'existence d'au moins cinq enclaves électriques distinctes dans le Nord-Est, pendant la progression de la cascade. Les deux tracés de diamants rouges sur l'échelle des fréquences représentent l'enclave de la région d'Albany (courbe supérieure) et celle de la ville de New York, qui a chuté beaucoup plus tôt, jusqu'à la panne complète.

16 h 13 min HAE : fin pour l'essentiel de la séquence en cascade

La plus grande partie du Nord-Est de l'Amérique du Nord (zone représentée en gris dans la figure 5.15) est tombée

Figure 5.15 Zone touchée par la panne



en panne. Certaines zones isolées de production et de consommation sont restées alimentées quelques minutes de plus. Dans quelques-unes de ces zones, l'équilibre relatif qui a pu être établi entre la production et la demande a permis le maintien du service. Ailleurs, les génératrices ont fini par se débrancher du réseau, entraînant dans la panne les régions qu'elles desservaient.

Une enclave relativement étendue est demeurée en service, avec une puissance d'environ 5 700 MW, principalement dans l'ouest de l'État de New York. Les grandes centrales hydroélectriques ontariennes de Beck et de Saunders, une partie du réseau de l'Ontario, les centrales hydroélectriques de la New York Power Authority (NYPA) sur le Saint-Laurent et la rivière Niagara, de même que l'interconnexion à 765 kV de courant alternatif de la NYPA avec le Québec, sont restées en liaison avec le réseau de l'ouest de l'État de New York, répondant à la demande de la partie nord du même État. Cette enclave a été le noyau à partir duquel on a pu rétablir le courant dans l'État de New York et dans l'Ontario.

La totalité de la séquence en cascade est décrite graphiquement dans la figure 5.16, à la page suivante.

Pourquoi la panne s'est-elle arrêtée, à l'endroit où elle s'est arrêtée ?

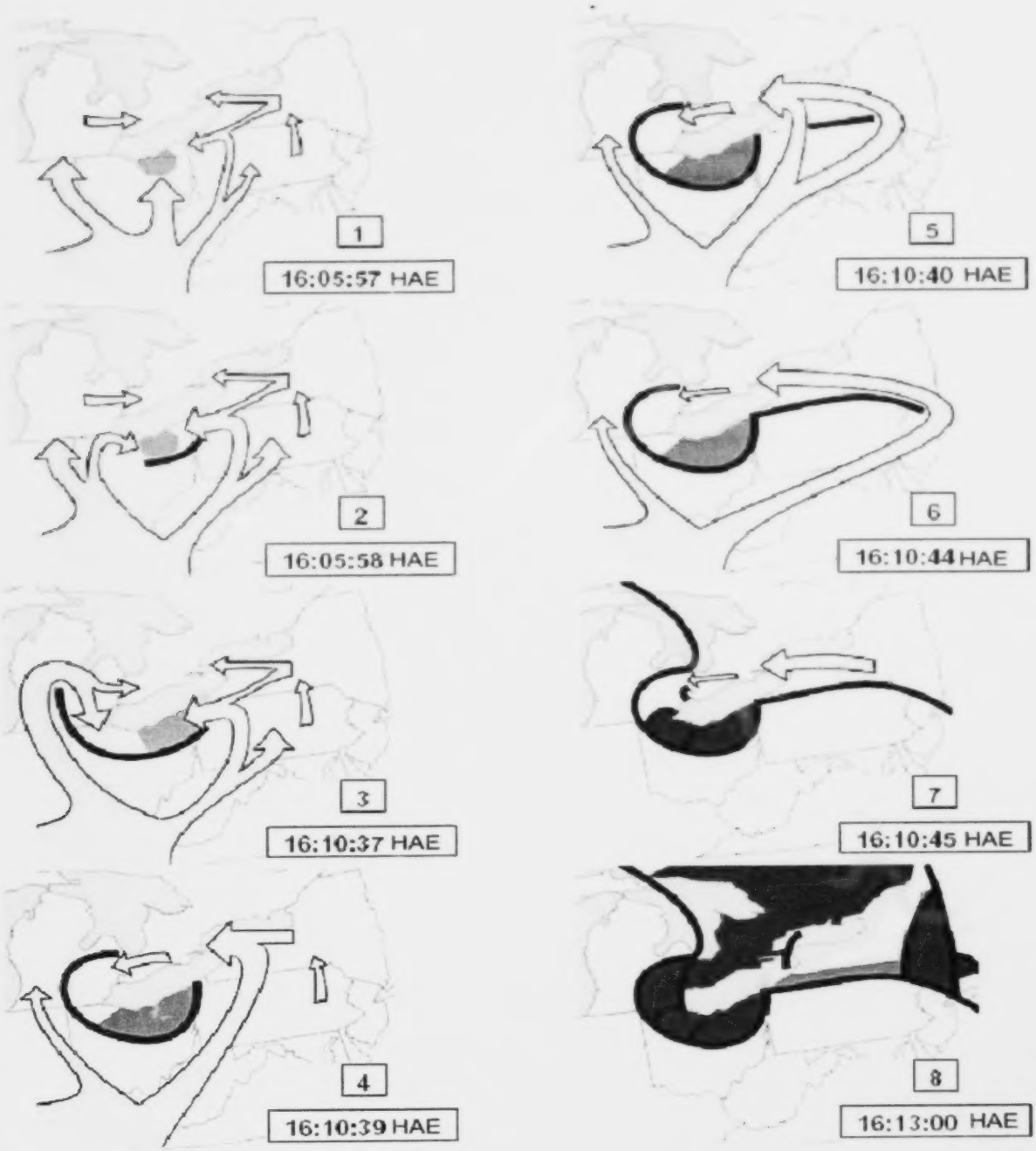
L'exploitation d'un réseau dans des conditions extrêmes peut endommager l'équipement de diverses façons : par exemple, les conducteurs d'aluminium peuvent fondre (courants trop intenses) ou les ailettes des turbines à l'intérieur des génératrices peuvent se briser (en cas de variations des fréquences). Le réseau électrique est conçu de telle façon que les pièces d'équipement (lignes de transport, transformateurs, centrales électriques, etc.) qui pourraient être menacés d'avaries par diverses anomalies (tensions, impédance ou fréquence apparente excessives ou insuffisantes) se mettent automatiquement hors circuit. C'est là le travail des relais.

Les génératrices des centrales électriques sont généralement les éléments les plus coûteux d'un réseau de transport et de distribution d'électricité. Les systèmes de protection des réseaux vont donc automatiquement déconnecter les génératrices si les conditions d'exploitation du réseau deviennent inacceptables. Lorsque des oscillations de puissance surviennent dans des génératrices en train de se désynchroniser d'avec le reste du réseau, le seul moyen de mettre fin à cette anomalie consistera à interrompre complètement la circulation électrique en coupant toutes les interconnexions ou jonctions entre les génératrices en question et le reste du réseau. La façon la plus courante de protéger une génératrice contre les oscillations de puissance est de mettre le réseau de transport hors circuit aux endroits où les oscillations sont détectées – idéalement avant que la vague d'oscillations n'atteigne et n'endommage l'appareil.

Le 14 août, la cascade de pannes devint une course à obstacles entre le courant qui cherchait à passer et les relais qui protégeaient les lignes, la question étant de savoir à quelle vitesse les relais d'impédance des lignes de transport détecteraient les oscillations de puissance et déclencheraient la mise hors circuit des lignes pour les protéger. Les lignes qui sont tombées les premières étaient généralement les plus longues parce que le réglage des relais qui les protègent prévoit une zone de déclenchement plus longue en cas d'apparition d'impédance apparente sur la ligne (qui se manifeste plus tôt lors d'oscillations de puissance), par comparaison à la zone plus courte utilisée pour les lignes moins longues et les lignes en réseau. Le 14 août, les relais sur les longues lignes à 345 kV comme celles entre Homer City et Watercure et entre Homer City et Stolle, en Pennsylvanie, qui ne sont pas très intégrées au réseau de transport électrique, se sont déclenchés rapidement et ont fait la différence entre les sections du réseau qui tombaient en panne et celles qui se remettaient en marche sans propager la cascade. Le même phénomène a été observé lors des pannes survenues dans la région Pacific Northwest en 1996 : les lignes de transport de grande étendue sont tombées avant les lignes plus courtes faisant partie de réseaux denses et mieux alimentés.

La tension d'une ligne de transport divisée par son courant donne « l'impédance apparente ».
Les relais de protection des lignes de transport standard mesurent en permanence l'impédance apparente. Lorsque celle-ci tombe à l'intérieur des limites de réglage du relais pendant une période de temps déterminée, le relais intervient et met la ligne hors circuit. La plupart des mises hors circuit affectant les lignes qui longeaient la frontière des régions en panne (entre le réseau de PJM et l'État de New York, par exemple) correspondaient à des

Figure 5.16 – Propagation en cascade de la panne



Légende : les flèches jaunes représentent les flux d'ensemble de l'électricité. Les lignes noires indiquent approximativement les frontières entre les différentes zones à l'intérieur de l'Interconnexion de l'Est. Les zones grises représentent les zones touchées par la panne.

interventions rapides, ce qui indique que les lignes ont été coupées parce qu'elles subissaient le choc de crêtes de courant massives. Les tensions et l'intensité des courants véhiculés sur les lignes lors du passage des crêtes ont amené les relais à réagir comme s'il s'agissait de fuites à la terre. Ces pointes de courant correspondaient à des transferts massifs d'énergie électrique vers des régions où la production d'électricité était déficiente. Les mouvements en question relevaient exclusivement des lois de la physique et n'avaient rien à voir avec les programmes d'échange d'énergie. Dans un réseau, l'électricité passe toujours des zones qui disposent d'un surplus d'énergie vers les zones qui en manquent.

Les niveaux de tension relative dans la région Nord-Est ont été déterminants dans la délimitation des zones ayant résisté à la panne. Dans le Midwest, les réserves de puissance réactive étaient plutôt faibles, et comme les tensions étaient en baisse, plusieurs génératrices dans la zone affectée produisaient déjà le maximum de puissance réactive, avant même le début de la panne. Cette situation laissait peu de marge de manœuvre pour faire face aux basses tensions – il aurait fallu forcer les génératrices à produire encore davantage de puissance réactive –, si bien qu'on pouvait difficilement absorber toute déviation des tensions ou des fréquences. Par contre, dans le Nord-Est – particulièrement dans les réseaux de PJM, de l'État de New York et de l'EIR de Nouvelle-Angleterre – les responsables s'attendaient à une forte demande d'énergie en fin d'après-midi le 14 août et avaient préparé leur réseau en conséquence, augmentant la capacité de puissance réactive à leur disposition. Ainsi, lorsque se manifestèrent les premières vagues d'oscillations de tension et de fréquence, ces régions disposaient déjà d'une capacité réactive capable d'amortir les effets d'une baisse des tensions, sans risquer les pannes généralisées.

Affaissement des tensions

On a dit de la panne du 14 août qu'elle avait été provoquée par un affaissement de la tension des réseaux, mais il ne s'agit pas d'un affaissement de tension au sens où on utilise normalement cette expression.

Normalement, un affaissement de tension se produit lorsqu'un réseau est lourdement chargé, qu'il comporte des fuites à la terre (qui réduisent le nombre de voies que le courant peut emprunter pour joindre le point d'origine de la charge) ou qu'il souffre d'une pénurie de puissance réactive. L'affaissement se produit lorsque les demandes de puissance réactive ne peuvent plus être satisfaites par la production et le transport de la puissance réactive. Un affaissement de tension survient, par exemple, lorsqu'un réseau subit une perturbation entraînant une diminution progressive et incontrôlable de la tension. La chute de tension réduit encore la puissance réactive des condensateurs et du chargement des lignes et aggrave la baisse de la tension. Cette baisse, si elle se poursuit, peut provoquer la panne d'autres éléments du réseau, ce qui peut entraîner une nouvelle réduction de la tension et la perte de la charge. La tension peut aussi en venir à se stabiliser à un niveau très bas. En définitive, la panne de réseau est d'abord attribuable à un manque de puissance réactive, plutôt qu'à une surcharge des installations.

Le 14 août, le réseau électrique du nord de l'Ohio n'a pas connu un tel affaissement. En fait, la faiblesse des tensions ne fut jamais la cause première de la perte de lignes et de capacité de production. Il est vrai que les basses tensions ont joué un rôle dans certains des incidents qui ont mené à la cascade ultime de pannes dans le réseau de l'Ohio et au-delà, mais la cause première ne résidait pas dans un affaissement de la tension provoquée par un manque de puissance réactive. En réalité, même si les besoins de puissance réactive étaient élevés, les tensions électriques se situaient dans des limites acceptables au moment où les premiers éléments du réseau ont été perdus et on peut conclure que la pénurie de puissance réactive n'a pas été le déclencheur de la panne. Les niveaux de tension ont commencé à se dégrader – sans qu'on puisse parler d'un affaissement comme tel – lorsque les premières lignes de transport ont été perdues à cause des mises à la terre accidentelles provoquées par le contact de fils électriques avec des arbres. La perte de ces lignes a fait en sorte que le débit de courant sur les lignes encore en fonction a augmenté, ce qui a entraîné une baisse de leur tension (puisqu'on sait que l'intensité du courant augmente de façon inversement proportionnelle à la diminution de la tension pour une même quantité de puissance électrique transportée). Très tôt, d'autres lignes se sont mises hors circuit pour se protéger des surcharges, et non par manque de puissance réactive. De même, la cascade de pannes a progressé bien au-delà de l'Ohio non pas à cause d'une pénurie de puissance réactive, mais plutôt à cause des oscillations de puissance et de l'instabilité qui en est résultée.

Le 14 août, l'affaissement de tension constaté dans certaines régions était le résultat et non la cause de la cascade de pannes. Une dégradation significative de la tension est survenue après que l'état du réseau ait atteint la cote d'urgence N-3 ou N-4. Les courbes de fréquence de la cascade révèlent que certaines régions produisaient trop d'électricité et que d'autres en manquaient, tandis que le réseau tentait de rétablir l'équilibre entre production et charge. À mesure que les lignes de transport tombaient et débranchaient de ce fait même des charges importantes, certaines parties du réseau disposaient d'excédents de puissance, ce qui entraînait la mise hors circuit de certaines centrales qui se protégeaient des fréquences trop élevées. La fréquence redescendait et d'autres charges se débranchaient alors pour se protéger des basses fréquences, tandis que des génératrices s'emballaient et que certaines se mettaient hors circuit, et ainsi de suite. La région du Nord-Est a ainsi connu un dramatique épisode en dents de scie, qui s'est soldé par une panne généralisée qui a toutefois épargné certaines enclaves où l'équilibre entre la production et la charge a pu être maintenu ou rétabli.

Pourquoi les génératrices se sont-elles mises hors circuit ?

Au moins 263 centrales électriques comptant plus de 531 génératrices individuelles sont tombées en panne le 14 août. Ces centrales américaines et canadiennes peuvent être réparties comme suit :

Par zone de coordination de la fiabilité :

- Hydro-Québec 5 centrales
- Ontario 92 centrales
- EIR de Nouvelle-Angleterre 31 centrales
- Secteur MISO 30 centrales
- EIR de New York 67 centrales
- Interconnexion PJM 38 centrales

Par type :

- Centrales conventionnelles à la vapeur 67 centrales (39 au charbon)
- Turbines à gaz 66 centrales (36 combinées) 19 génératrices)
- Centrales hydroélectriques 101
- Autres centrales 19

Les mises hors circuit des génératrices peuvent se classer en trois catégories quant à leur cause :

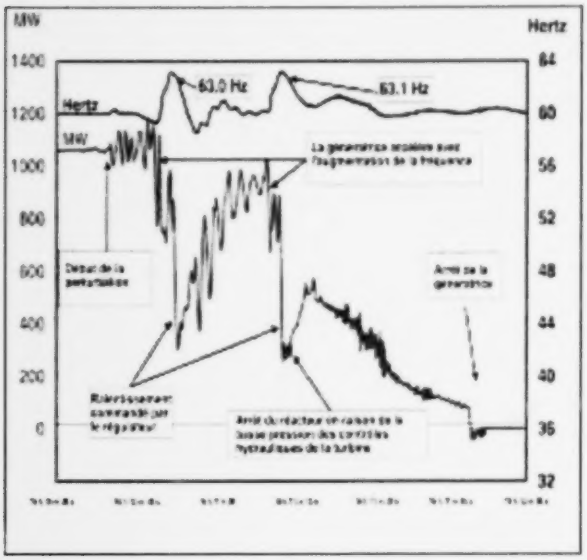
(1) pannes du système d'excitation des génératrices en raison des très basses tensions du réseau de transport;
(2) interventions des systèmes de commande des centrales en réaction à des pannes majeures des systèmes thermiques ou mécaniques; ou
(3) déconnexion ou effondrement complet du réseau.

Ces trois catégories de mises hors circuit sont commentées ci-dessous.

Pannes d'excitation – La mise hors circuit de la génératrice 5 d'Eastlake à 13 h 31 a été causée par une panne du système d'excitation. En effet, pour compenser la baisse de tension au niveau du bus de la génératrice, celle-ci a augmenté rapidement sa production de tension sur la bobine inductrice. Cette accélération brusque a toutefois amené une réaction du dispositif de protection du système d'excitation de la génératrice, qui a arrêtée celle-ci afin d'éviter la surchauffe de ses bobines et enroulements. Plusieurs génératrices se sont mises hors circuit au début de la cascade dans des circonstances semblables.

Une fois la cascade de pannes déclenchée, d'énormes oscillations de puissance et variations de la fréquence des réseaux entraînèrent les génératrices dans une série de perturbations à l'origine de nombreux arrêts forcés. Dans plusieurs cas, les systèmes de commande automatisé des centrales ont ordonné aux régulateurs de vitesse des génératrices de ralentir la cadence, puis de l'accélérer, puis de la ralentir de nouveau dans un effort pour s'adapter aux variations de fréquences qui pouvaient atteindre 3 Hz (soit environ 100 fois la normale). La figure 5.17 montre les puissances de sortie et les variations de fréquence d'une grande génératrice qui a presque échappé à la panne, mais qui fut forcée d'arrêter lorsque les limites de basse pression des contrôles hydrauliques furent dépassées. Lorsque le système de commande de la centrale a ordonné l'arrêt de la génératrice, les vannes de régulation de celle-ci se sont fermées et la puissance de sortie s'est abaissée jusqu'à

Figure 5.17 – Séquence des événements dans une grande génératrice pendant la cascade



une valeur pré-définie, avant que l'excitation de champ tombe à zéro et que les disjoncteurs s'ouvrent pour déconnecter la génératrice du réseau.

Interventions des systèmes de commande des centrales – Les interventions positives et les lacunes des systèmes de commande des centrales constituent la deuxième cause des mises hors circuit des centrales. L'un des exemples les plus courants à cet égard est la perte du niveau de tension requis pour répondre aux besoins énergétiques de la centrale elle-même. Certaines centrales ont un système de refroidissement et d'alimentation électrique interne branché sur la génératrice principale ou sur de petites génératrices auxiliaires; d'autres sont directement branchées sur le réseau de distribution général. Lorsque les centrales de la deuxième catégorie ont été frappées par de grandes oscillations de puissance ou par des chutes de tension le 14 août dernier, elles sont tombées en panne parce que le réseau de distribution n'était plus en mesure de répondre à leurs besoins internes d'énergie.

Déconnexion ou effondrement complet du réseau – La majorité des mises hors circuit de génératrices relèvent de la troisième catégorie de causes, soit celle reliée aux perturbations extérieures du réseau et non aux défectuosités internes de la centrale. De nombreuses génératrices se sont en effet mises hors circuit parce que la règle de base de l'exploitation d'un réseau électrique ne pouvait plus s'appliquer, soit l'équilibre entre la charge et la production d'énergie. Ainsi, en l'absence d'une charge suffisante à desservir, des centrales ont dû s'arrêter pour protéger leurs génératrices des emballements et des surtensions. D'autres furent submergées par une demande qui dépassait nettement leur capacité, ayant survécu seules au sein d'une enclave isolée dont la charge devenait alors insupportable. Dans ce deuxième cas, les systèmes de protection contre les sous-fréquence et les sous-tensions sont intervenus pour éviter les dommages à l'équipement. Quelques-unes enfin furent arrêtées par des dispositifs spéciaux réagissant à des fréquences excessives ou à la perte d'éléments du réseau exigeant des blocs importants de puissance.

Les cartes de la figure 5.18 montrent la répartition sur le territoire des centrales électriques perdues pendant trois intervalles de temps distincts au cours de la cascade.

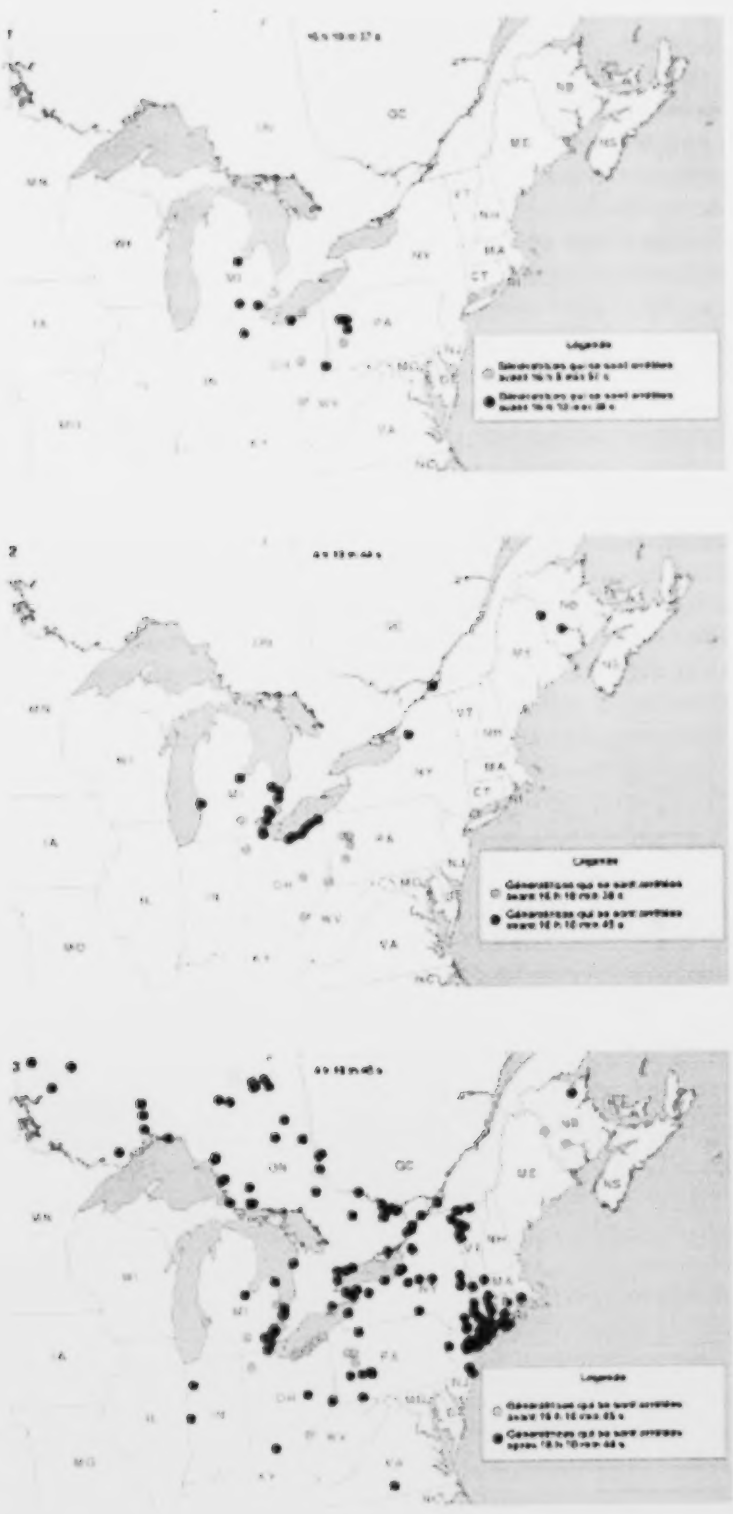
L'équipe d'enquête continue d'étudier l'effet de la cascade sur les génératrices afin de mieux protéger les installations de production et de transport d'électricité et d'accélérer le rétablissement des réseaux si des situations semblables devaient se répéter dans l'avenir.

Notes de fin de chapitre

[1] L'importante modélisation informatique nécessaire à la définition de la progression et de la fin de la panne (ligne par ligne, relais par relais, génératrice par génératrice, etc.) n'a pas été effectuée.

[2] Les quelques minutes qui ont suivi la séparation du réseau de la Nouvelle-Angleterre de l'Interconnexion de l'Est ont été cruciales dans la stabilisation du réseau EIR de la Nouvelle-Angleterre. Les tensions dans le réseau de la Nouvelle-Angleterre sont remontées et ont même atteint un pic en raison de la combinaison de plusieurs facteurs : perte de charge, action des condensateurs toujours en service, réduction des pertes de puissance réactive sur le réseau de transport et baisse de la production pour régulariser la tension de réseau. Les relais de protection contre les surtensions sont intervenus pour faire tomber des condensateurs de transport et de distribution. Les exploitants de réseau de la Nouvelle-Angleterre sont parvenus à remettre en marche et en ligne toutes leurs génératrices à démarrage rapide dès 16 h 16 min HAE. Une bonne partie de la charge de fonctionnement des clients a été automatiquement rétablie, ce qui a entraîné une nouvelle baisse des tensions, certaines parties du territoire se voyant alors menacées d'un affaissement général de la tension de réseau. On a alors procédé au délestage manuel de 80 MW de charge dans le sud-ouest du Connecticut, à 16 h 39 min HAE, puis d'un d'autre bloc de 320 MW dans le Connecticut et de 100 MW dans l'ouest du Massachusetts à 16 h 40 min HAE. Ces mesures ont contribué à stabiliser l'enclave après qu'elle se fut séparée du reste de l'Interconnexion de l'Est.

Figure 5.18 – Des centrales électriques perdues durant la cascade de pannes



6. Comparaison entre la panne du 14 août et d'autres pannes majeures en Amérique du Nord

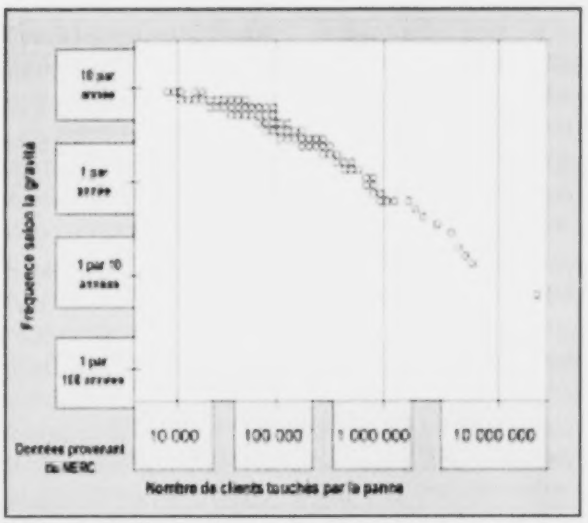
Caractéristiques et fréquence des pannes de courant

Des pannes de courant locales de courte durée se produisent assez fréquemment dans les réseaux électriques. Les pannes de courant générales touchant un grand nombre de clients répartis sur une vaste région géographique sont rares, mais elles se produisent plus souvent qu'une distribution normale des probabilités le laisserait prévoir. La figure 6.1 ci-dessous représente les pannes de courant qui se sont produites en Amérique du Nord entre 1984 et 1997 en fonction de leur fréquence et du nombre de clients touchés. Certaines de ces pannes générales étaient causées par le mauvais temps, mais d'autres constituaient des pannes en cascade qui, rétrospectivement, auraient pu être évitées. Suffisamment robustes pour supporter un ou deux incidents, les réseaux électriques deviennent fragiles lorsque de multiples incidents se produisent, à moins que des corrections y soient apportées entre les différents incidents.

Compte tenu de l'amenuisement actuel de la marge de transport utilisable, il est probable que le réseau sera plus vulnérable aux pannes en cascade que par le passé à moins que des contre-mesures efficaces soient prises. Devant l'absence de grands projets de transport d'électricité en Amérique du Nord au cours des dix à quinze dernières années, les services d'électricité ont trouvé des façons d'augmenter l'utilisation de leurs installations pour satisfaire la demande croissante mais sans ajouter de groupes condensateurs haute tension importants. Sans intervention, il est probable que cette tendance se maintiendra. L'utilisation de plus en plus intensive des réseaux créera des pressions de plus en fortes sur leur fiabilité. Certains défis particuliers pourront être relevés grâce à des mesures spéciales de protection, mais le réseau demeurera moins apte à résister aux imprévus.

Une marge de transport utilisable plus faible complique le maintien de la fiabilité des réseaux. L'exploitation des réseaux à la limite de leur fiabilité est plus fréquente qu'il y a quelques années à peine. Le tableau 6.1 représente

Figure 6.1 – Pannes en Amérique du Nord entre 1984 et 1997



Nota: Les bulles représentent les pannes qui se sont produites en Amérique du Nord entre 1984 et 1997
Source : adapté de John Doyle, California Institute of Technology, « Complexity and Robustness », 1999. Données du NERC.

quelques-unes des conditions qui ont changé et qui rendent plus difficile le maintien de la fiabilité.

Dans l'état actuel des choses, on peut s'attendre à une fréquence accrue de pannes de grande ampleur par rapport aux données antérieures. La plus récente panne - et la plus grave – représentée sur la figure 6.1 est celle du 10 août 1996. La panne du 14 août 2003 a été encore plus lourde de conséquence. En outre, au cours du mois de septembre 2003, deux pannes importantes se sont produites à l'étranger : la première en Angleterre et la seconde en Suisse, qui s'est ensuite répandue en cascade sur une bonne partie de l'Italie.

Les pannes suivantes ont été analysées et comparées avec celle du 14 août 2003 :

(1) 9 novembre 1965 – Nord-Est; (2)13 juillet 1977 – Ville de New York; (3) 22 décembre 1982 – Côte Ouest; (4) 2 et 3 juillet 1996–Côte Ouest; (5) 10 août 1996 – Côte Ouest; (6) 25 juin 1998 – Ontario et partie nord et centre des États-Unis; (7) Été 1999 – Interruptions de service et perturbations sans interruption de service dans le nord-est des États-Unis

Description et principaux facteurs déterminants de chacune des pannes

9 novembre 1965 – Nord-Est

Cette panne a causé la perte d'une charge supérieure à 20 000 MW et a touché trente millions de personnes. Presque tout le territoire des États de New York, du Connecticut, du Massachusetts, du Rhode Island, des petits secteurs du nord de la Pennsylvanie et du nord-est du New Jersey, ainsi que des secteurs importants de l'Ontario (Canada) ont été touchés. Les interruptions de courant ont duré jusqu'à treize heures. Cette panne a justifié la création du North American Electric Reliability Council en 1968.

Un relais de protection de secours a provoqué l'ouverture d'une des cinq lignes à 230 kV servant au transport vers Toronto de l'électricité d'une centrale électrique située au sud de l'Ontario. Lorsque le transit de puissance s'est redistribué d'un coup sur les quatre lignes restantes, ces

Le tableau 6.1

CONDITIONS ANTÉRIEURES	CONDITIONS NOUVELLES
• Ressources relativement grandes, en petit nombre	• Ressources de petite taille, mais en plus grand nombre
• Contrats de puissance garantie à long terme	• Contrats de durée plus courte • Plus de transactions de puissance non garantie, moins de transactions de puissance garantie à long terme
• Transactions d'électricité en bloc relativement stables et prévisibles	• Transactions d'électricité en bloc relativement variables et moins prévisibles
• L'évaluation de la fiabilité du réseau repose sur la base suivante : gamme relativement étroite et prévisible d'états de fonctionnement potentiels.	• L'évaluation de la fiabilité du réseau repose sur la base variable suivante : gamme plus large et moins prévisible d'états de fonctionnement potentiels.
• Groupe limité de services d'électricité bien informés	• Avec l'ouverture au marché de détail, accroissement du nombre de services d'électricité et de transactions ; certains services ont une expérience limitée de l'exploitation de réseaux interconnectés.
• Capacité de transport en réserve et marges de transport utilisable élevées	• Utilisation élevée de la capacité de transport et exploitation proche des limites de sécurité
• Concurrence limitée – faible motivation pour réduire les investissements liés à la fiabilité	• Services d'électricité peu enclins à faire des investissements liés à la fiabilité du transport qui ne rapportent pas financièrement.
• Les règles relatives au marché et à la fiabilité sont élaborées en concertation.	• Les règles du marché sont en évolution. Les règles touchant la fiabilité sont élaborées séparément.
• Transit limité	• Débit accru dans le système

dernières se sont mises hors circuit les unes après les autres en 2½ secondes. Les perturbations de courant qui en ont résulté ont causé une panne en cascade qui s'est répandue sur la majeure partie du Nord-Est.

Les principaux facteurs déterminants de cette panne sont les suivants :

- Le déclenchement d'un relais de protection de secours a mis hors circuit une ligne à 230 kV à un moment où la charge de la ligne dépassait le réglage du relais fixé à 375 MW.
- Le personnel d'exploitation ne connaissait pas la valeur de réglage de ce relais de protection.
- Une autre ligne à 230 kV s'est ouverte sous l'action d'un relais de surintensité et plusieurs lignes à 115 et à 230 kV se sont ouvertes sous l'effet de relais de protection.
- Deux lignes principales à 345 kV, orientées est-ouest (Rochester-Syracuse), se sont coupées en raison de l'instabilité du réseau et plusieurs lignes à basse tension ont été mises hors circuit.
- Cinq des seize génératrices de la centrale St. Lawrence (Massena) ont automatiquement été mises hors circuit, conformément aux règles d'exploitation en usage.
- Après le déclenchement d'autres lignes, dix génératrices de la centrale Beck ont automatiquement cessé de fonctionner en raison de la basse pression d'huile du régulateur et cinq génératrices de pompage ont été mises hors service sous l'action du régulateur de survitesse.
- Plusieurs autres lignes ont été mises hors circuit par des relais détecteurs de fréquence insuffisante.

13 juillet 1977 – Ville de New York

Cette panne a causé la perte d'une charge de 6 000 MW et a touché neuf millions de personnes à New York. Les interruptions de courant ont duré jusqu'à 26 heures. Une série d'événements ont provoqué la séparation du réseau de Consolidated Edison de ses réseaux voisins et son effondrement ultérieur. Frappées par la foudre, deux lignes à 345 kV sur un même pylône situé dans la partie nord de Westchester se sont débranchées. Dans l'heure qui a suivi, le réseau s'est séparé des réseaux voisins et s'est effondré en dépit des mesures d'urgence prises par les répartiteurs de Consolidated Edison. Privée d'apports extérieurs, la ville de New York n'était pas en mesure de répondre à la totalité de ses besoins énergétiques.

Voici les facteurs déterminants qui ont joué dans cette panne :

- Sur deux lignes à 345 kV reliant Buchanan South à Millwood West, le conducteur de phase B a été accidentellement mis à la terre par l'action de la foudre.
- L'intervention des disjoncteurs sur la barre omnibus en anneau de Buchanan South a isolé la génératrice n° 3 de la centrale Indian Point de toute charge. Cette dernière s'est mise hors circuit lorsqu'on l'a ensuite raccordée à une charge de 883 MW.
- La perte de la barre omnibus a entraîné la chute de la ligne de jonction à 345 kV vers Ladentown, qui importait alors 427 MW d'électricité, portant la perte de charge totale à 1 310 MW.
- 18½ minutes après le premier incident, un deuxième éclair a mis hors circuit deux autres lignes à 345 kV reliant Sprain Brook à Buchanan North et Sprain Brook à Millwood West. Ces deux lignes utilisent des pylônes communs entre Millwood West et Sprain Brook. L'une de ces lignes (de Millwood West à Sprain Brook) s'est refermée automatiquement et s'est remise à fonctionner en 2 secondes environ. L'autre ne s'est pas remise en service, ce qui a isolé la dernière interconnexion de Consolidated Edison vers le nord-ouest.
- La crête de courant provenant du Nord-Ouest qui s'en est ensuivie a causé la mise hors circuit de la ligne reliant Pleasant Valley à Millwood West par suite de l'action d'un relais (un contact tordu de l'un des relais à Millwood West étant à l'origine de cette fausse manœuvre).
- 23 minutes plus tard, la ligne à 345kV reliant Leeds à Pleasant Valley s'est affaissée sur un

arbre (à cause de la surcharge) et s'est déconnectée.

- Dans la minute qui a suivi, le transformateur à 345/138 kV de Pleasant Valley a cessé de fonctionner en raison d'une surcharge, laissant uniquement trois interconnexions en état de marche dans le réseau de Consolidated Edison.
- Trois minutes plus tard, l'opérateur du réseau de Long Island Lighting Co., avec l'accord du répartiteur général, a ouvert manuellement la ligne de jonction Jamaica-Valley Stream.
- Sept minutes plus tard environ, le mécanisme de commutation de prises du déphaseur de Goethals a fait défaut, ce qui a entraîné la perte de la ligne de jonction Linden-Goethals vers le réseau de PJM, par lequel transitaient 1 150 MW vers la Consolidated Edison.
- Les deux lignes de jonction extérieures restantes à 138 kV vers le réseau de Consolidated Edison ont cessé de fonctionner en raison de la surcharge, isolant complètement le réseau de Consolidated Edison.
- À ce moment, la capacité de production interne dans le réseau était insuffisante pour éviter l'effondrement de l'enclave de Consolidated Edison.

22 décembre 1982 – Côte Ouest

Cette panne a entraîné la perte d'une charge de 12 350 MW et a touché cinq millions de personnes sur la Côte Ouest. La panne a commencé lorsque de forts vents ont endommagé un pylône électrique supportant une ligne à 500 kV. Ce pylône est tombé sur une ligne parallèle à 500 kV, ce qui a mené à la perte des deux lignes. La mise hors circuit de ces lignes a entraîné en cascade la défaillance de trois autres pylônes sur chaque ligne. En tombant, les conducteurs des lignes sont entrés en contact avec deux lignes à 230 kV qui passent dans l'emprise des lignes à 500 kV, provoquant l'effondrement des lignes à 230 kV.

La mise hors circuit des lignes à 500 kV a entraîné l'application d'un plan de mesures correctives prévoyant le sectionnement de l'interconnexion en deux enclaves distinctes et la modulation de la production dans le réseau Pacific Northwest, de manière à minimiser le nombre de clients touchés par les pannes et à accélérer la reprise du service. Cependant, des retards se sont produits dans l'application du plan et l'interconnexion s'est finalement trouvée divisée en quatre enclaves.

En plus de la défaillance mécanique des lignes de transport, l'analyse de la panne a révélé des problèmes de coordination des plans de protection, les plans de mise hors circuit des génératrices et de sectionnement du réseau n'ayant pas été exécutés comme prévu ou ayant été appliqués trop lentement. On a constaté qu'un composant d'une voie de communication avait fonctionné de façon sporadique, ce qui avait eu pour effet de retarder la transmission du signal de commande. Le plan de sectionnement d'urgence a également failli parce que les relais ne pouvaient supporter les transits de puissance engendrés par une perturbation de cette ampleur.

Enfin, la quantité et le format des données dont disposaient les opérateurs ont rendu difficiles l'évaluation de l'ampleur de la panne et la détermination des correctifs à apporter. Les références temporelles des événements qui ont jalonné la panne ne répondaient pas à la même norme, ce qui a rendu plus difficile encore l'évaluation en temps réel de la situation.

2 et 3 juillet 1996 – Côte Ouest

Cette panne a causé la perte d'une charge de 11 850 MW et a touché deux millions de personnes dans l'ouest du continent nord-américain, plus précisément aux États-Unis (Arizona, Californie, Colorado, Idaho, Montana, Nebraska, Nevada, New Mexico, Oregon, Dakota du Sud, Texas, Utah, État de Washington et Wyoming) ; au Canada (Alberta, Colombie-Britannique); et au Mexique (Baja California Norte). Les interruptions de courant ont duré de quelques minutes à plusieurs heures.

La panne a commencé lorsqu'une ligne de transport à 345 kV en Idaho est venue en contact avec un arbre et s'est mise hors circuit. Le relais de protection d'une ligne

de transport parallèle a détecté la défaillance et mis par erreur une deuxième ligne hors circuit. Le débranchement presque simultané de ces deux lignes a grandement réduit la capacité de transport de la production de la centrale Jim Bridger voisine. D'autres relais sont intervenus et ont mis hors circuit deux des quatre génératrices de cette centrale. Avec deux génératrices en moins, la fréquence dans l'ensemble de l'Interconnexion de l'Ouest a commencé à baisser et la tension à s'effondrer dans la région de Boise, Idaho, limitant ainsi les transferts dans l'interconnexion à courant alternatif Californie-Oregon. Pendant 23 secondes, le réseau est demeuré dans un équilibre précaire, jusqu'à ce que la ligne à 230 kV Mill Creek-Antelope reliant le Montana et l'Idaho soit mise hors circuit par un relais de zone 3, faisant chuter la tension à la sous-station de Summer Lake et provoquant la perte de synchronisme de l'interconnexion. Des relais de correction ont divisé le réseau en cinq enclaves précalculées pour réduire au minimum les interruptions de courant et les temps de rétablissement. Les mêmes conditions étaient présentes le 3 juillet, mais cette fois, l'opérateur a procédé à un délestage manuel lorsque la tension a commencé à tomber dans la région de Boise, ce qui a mis fin à la perturbation.

10 août 1996 – Côte Ouest

Cette panne a causé la perte d'une charge de plus 28 000 MW et a touché sept millions et demi de personnes dans l'ouest du continent nord-américain. Elle a privé d'électricité des clients d'Arizona, de Californie, du Colorado, de l'Idaho, du Montana, du Nebraska, du Nevada, de New Mexico, d'Oregon, du Dakota du Sud, du Texas, de l'Utah, de l'État de Washington et du Wyoming, aux États-Unis; de l'Alberta et de Colombie-Britannique, au Canada; et de Baja California Norte, au Mexique. Les interruptions de courant ont duré de quelques minutes à neuf heures.

La chute de plusieurs lignes de transport importantes, l'arrêt de production au barrage McNary et les fluctuations qui en ont découlé dans les réseaux ont provoqué la fragmentation en quatre enclaves de l'Interconnexion de l'Ouest et une perte importante de charge et de production. Avant la perturbation, le réseau de transport qui relie le Canada à la Californie en passant par la région nord-ouest était fortement chargé en raison d'importants transferts nord-sud. Ces transferts s'expliquaient, d'une part, par une consommation élevée dans le Sud-Ouest en raison du temps chaud, et, d'autre part, par d'excellentes conditions de production hydroélectrique au Canada et dans le nord-ouest des États-Unis.

Les températures très élevées dans le Nord-Ouest ont provoqué la mise hors circuit de deux lignes de transport à faible charge dont les conducteurs étaient venus en contact avec des arbres non élagués, puis une troisième ligne à forte charge est tombée de la même façon. Ce dernier incident a provoqué la surcharge et le débranchement d'autres lignes de transport. Une baisse générale des tensions dans le Nord-Ouest ainsi que l'arrêt de la production au barrage McNary en raison de l'intervention inopportune de relais ont causé des fluctuations de courant dans l'interconnexion à courant alternatif Californie–Oregon. Les relais de protection de l'interconnexion ont mis ces installations hors circuit et ont provoqué le sectionnement de l'Interconnexion de l'Ouest en quatre enclaves. Après la perte des deux premières lignes à faible charge, les opérateurs ignoraient que le réseau était dans un état précaire pendant l'heure qui a suivi parce qu'on n'avait pas procédé à un relevé récent des conditions d'exploitation du réseau.

25 juin 1998 – Ontario et centre-nord des États-Unis

Cette panne a causé la perte d'une charge de 950 MW et a touché 152 000 personnes au Minnesota, au Montana, au Dakota du Nord, au Dakota du Sud, au Wisconsin, aux États-Unis, ainsi qu'en Ontario, au Manitoba et en Saskatchewan, au Canada. Les interruptions de courant ont duré jusqu'à 19 heures.

Un orage dans le Minnesota a entraîné une série d'incidents qui ont déstabilisé le réseau englobant toute la région desservie par le Mid-Continent Area Power Pool (MCAPP) et la partie nord-ouest du réseau d'Hydro-Ontario du Northeast Power Coordinating Council. Une ligne à 345 kV a été frappée par la foudre et s'est débranchée. Des lignes secondaires à faible tension ont alors été surchargées et se sont mises hors circuit, ce qui a affaibli le réseau encore plus. Peu après, la foudre a

frappé une deuxième ligne à 345 kV, la mettant également hors circuit. Après la chute de cette deuxième ligne, les lignes de transport à faible tension qui étaient encore opérationnelles ont été surchargées et ont été débranchées par des relais de protection. Cette série de mises hors circuit en cascade s'est poursuivie jusqu'à ce que toute la partie nord du MCAPP soit coupée de l'Interconnexion de l'Est, formant trois enclaves et entraînant dans la panne toute la partie nord-ouest du réseau d'Hydro-Ontario.

Été 1999 – Interruptions de service et perturbations sans interruption de service dans le nord-est des États-Unis

Parmi les facteurs semblables ou communs aux pannes majeures décrites ci-dessus et à celle du 14 août, mentionnons : 1) contact entre les conducteurs et des arbres; 2) sous-estimation de la puissance réactive dynamique des génératrices; 3) impossibilité pour l'opérateur ou le coordonnateur de visualiser les événements sur l'ensemble du réseau; 4) défaut de s'assurer que l'exploitation est dans les limites de la sûreté; 5) manque de coordination au niveau de la protection des réseaux; 6) communication inefficace; 7) absence de filets de sécurité; 8) formation inadéquate du personnel affecté à l'exploitation. Figurent ci-après une description de la nature de chacun de ces facteurs ainsi qu'une liste de recommandations pertinentes, tirées d'enquêtes antérieures.

Le 6 juillet 1999, la charge dans le réseau de PJM atteignait 51 600 MW (approximativement 5 000 MW au-dessus de la prévision). Les responsables de PJM ont alors mis en œuvre toutes les procédures d'urgence (y compris une réduction de 5 % de la tension) à l'exception du délestage manuel, et importé 5 000 MW de sources externes pour répondre à une demande record. Le 19 juillet 1999, la demande dépassait les 50 500 MW. PJM a requis le maximum de puissance de ses installations de production situées dans la partie est de son réseau et de nouveau appliqué les mesures d'urgence à compter d'environ midi jusque dans la soirée, comme elle l'avait fait le 6 juillet.

Pendant ces périodes de pointe, des chutes prononcées de tension se sont produites dans le réseau de transport à haute tension. Des mesures d'urgence ont été prises pour éviter l'effondrement de la tension. Les baisses de tension étaient attribuables au fait que la puissance réactive appelée dépassait la puissance réactive disponible. Le surcroît de puissance réactive appelée était lié aux niveaux élevés de la demande d'électricité et aux pertes importantes résultant des transferts considérables de puissance dans tout le réseau. La pénurie de puissance réactive s'expliquait soit par la non-disponibilité des génératrices ou par leur incapacité à satisfaire la puissance réactive assignée en raison des conditions ambiantes et de l'indisponibilité de certains condensateurs shunt.

Facteurs semblables ou communs aux pannes majeures

Contact entre les conducteurs et la végétation
Ce facteur a déclenché bon nombre de pannes majeures et aggravé plusieurs d'entre elles. Les opérateurs de réseau possèdent de bons outils de suivi de tempête et de la foudre, mais ils n'ont aucun moyen de savoir si un conducteur est entré en contact avec un arbre et perd tout ou partie de sa charge à la terre. En cas de débranchement de la ligne, ils peuvent faire un essai et tenter de rétablir le service, si bien sûr la manœuvre ne comporte pas de danger. Si la manœuvre réussit, il n'est pas exclus que la ligne retombe de nouveau en panne car la charge qu'elle supporte, en raison des pertes à la terre, surchauffe les conducteurs.Cette situation est fréquente lorsque la repousse dans les couloirs de transport n'est pas maîtrisée et que le temps est chaud, sans vent.

Dans certains cas, les contacts entre les conducteurs et les arbres provoquent le débranchement de plusieurs circuits, contribuant ainsi à multiplier les incidents qui affaiblissent le réseau. Il est fréquent que les conducteurs s'affaissent et entrent en contact avec des ouvrages ou des arbres présents dans l'emprise quand on a le plus besoin du courant électrique.

En effet, c'est par temps chaud que les besoins de courant sont souvent les plus élevés – pour alimenter les climatiseurs, par exemple, ou les pompes d'irrigation – ce qui a pour effet d'accroître la charge inductive des réseaux et de mettre à rude épreuve les lignes de transport.

On sait que la perte de circuits contribue à la baisse des tensions. Cette baisse est particulièrement néfaste quand la charge inductive est élevée puisque le réseau doit alors fournir un surcroît de puissance réactive, ce qui aggrave encore les problèmes de tension.

Les enquêtes sur les pannes précédentes en étaient notamment venues aux conclusions suivantes :

- Une attention particulière doit être accordée aux emprises après des saisons de forte croissance. Un printemps et un été très humides et chauds ont précédé les pannes de 1996 dans l'Ouest.
- Tout effort de rationalisation des dépenses d'exploitation et d'entretien qui pourrait se traduire par une réduction des opérations de maintenance des lignes ou d'élagage des arbres doit faire l'objet d'une évaluation attentive. Les programmes d'entretien doivent viser à prévenir plutôt qu'à guérir.

Puissance réactive des génératrices

Un apport suffisant en puissance réactive est un facteur important du maintien des tensions réseau au niveau prévu et une condition essentielle au transfert efficace de la puissance. Dans la plupart des pannes étudiées, on a relevé une insuffisance de puissance réactive. Les condensateurs shunt et les installations de production sont les plus importantes sources de puissance réactive. Les opérateurs de réseau, lorsqu'ils élaborent leurs plans de mesures d'urgence, tiennent compte du comportement des éléments constituants de leur réseau en fonction de diverses conditions d'exploitation. C'est à partir de ces analyses qu'ils calculent et fixent les limites de transfert de puissance de leurs installations. Les condensateurs shunt sont faciles à modéliser puisqu'ils sont statiques, mais la modélisation de la puissance de sortie réactive dynamique de génératrices fonctionnant dans un réseau soumis à de fortes charges est un tout autre défi. Il va sans dire que les erreurs de conception du modèle se traduiront à coup sûr dans l'estimation des limites de transfert.

L'analyse des pannes a montré qu'on avait, dans la plupart des cas, surestimé la contribution en puissance réactive dynamique des génératrices du réseau, ce qui compliquait encore la gestion des tensions. La capacité de production de puissance réactive de certaines génératrices est limitée par des mécanismes intégrés de protectioncontre la surexcitation ou par la haussedes températures ambiantes. D'autres ont un facteur de puissance fixe et ne peuvent fournir de puissance réactive lorsque la tension est trop faible. Dans certaines interconnexions, pour éviter les pannes en cascade, on a recours à des mécanismes de délestage automatique dès que la tension descend sous un certain seuil.

Les enquêtes sur les pannes précédentes ont donné lieu à diverses recommandations concernant le soutien de la tension et la gestion de la puissance réactive, dont les suivantes :

- Tout changement apporté aux limites de puissance réactive des génératrices doit être communiqué de manière précise et en temps utile de façon à faciliter la planification et la modélisation opérationnelles du réseau.
- Un processus de surveillance de la tension et de la puissance réactive des génératrices doit être mis au point pour déterminer à quel moment ces équipements s'écartent des limites signalées en matière de puissance réactive.
- Il faut établir une norme commune concernant a définition de la capacité de puissance réactive des génératrices en régime établi et post-incident (délai : 15 minutes) et déterminer la méthodologie, les essais et les exigences à respecter en matière de rapports d'exploitation.
- Une convention de garantie de service des génératrices qui préciserait les conditions à respecter en matière de puissance réactive doit être élaborée, de manière à améliorer la fiabilité de l'exploitation.
- Il faut examiner et contrôler périodiquement sur place les plafonds de puissance réactive des génératrices pour s'assurer que les limites signalées (en mégavars) peuvent être atteintes.
- Toute information relative à la puissance réactive disponible de chaque génératrice ou groupe de génératrices, d'autres sources de puissance réactive et de la marge de puissance réactive des

barres omnibus doit être transmise en direct au pupitre de commande. Cette information devrait permettre de maximiser l'utilisation des condensateurs shunt pendant les transferts importants de courant et d'accroître ainsi la disponibilité des réserves de puissance réactive dynamique du réseau.

- Diverses mesures devraient être étudiées pour résoudre les problèmes d'instabilité de tension : insertion automatique et rapide de condensateurs (série et shunt), installation de réacteurs en dérivation directe, mise hors circuit de charges de consommation, délestage systématique en cas de sous-tension.
- On devrait garder en réserve une marge de puissance réactive qu'on évaluerait périodiquement et qui serait utilisée comme repère pour mesurer la performance des réseaux et définir des niveaux de transferts maximaux.

Visibilité du réseau en cours de panne

Chaque centre de commande fonctionne comme une entité distincte au sein d'une interconnexion synchrone unique. Les personnes ou organisations qui ont des responsabilités géographiques ou fonctionnelles dans l'exploitation d'un réseau ne voient malheureusement pas l'ensemble du système de distribution d'électricité. Ainsi, l'opérateur ou le coordonnateur de la fiabilité d'un réseau peut rester dans l'ignorance totale des incidents qui surviennent dans un réseau voisin. Il arrive aussi que des données utiles sur le réseau soient accessibles dans un centre de commande mais ne sont pas présentées sous une forme qui permet aux opérateurs et aux coordonnateurs de prendre des décisions essentielles à la bonne marche du réseau.

Les enquêtes sur les pannes précédentes ont donné lieu à diverses recommandations concernant les outils de gestion et la visibilité du réseau, dont les suivantes :

- Il y a lieu d'élaborer un système de communication visuel qui donnerait aux opérateurs des centres de commande une information immédiate et complète sur l'évolution des principaux éléments de leur réseau et des réseaux voisins.
- Tout système de communication destiné aux opérateurs doit être alimenté par une source d'énergie autonome afin que l'information sur l'état du réseau reste accessible en tout temps, notamment pendant les perturbations du réseau.
- Dans les centres de commande, les opérateurs devraient pouvoir consulter un tableau d'affichage indiquant la charge dynamique des lignes et les points de rupture éventuels du courant, de façon à disposer de toute l'information utile concernant les installations disponibles et en service.
- Les opérateurs devraient pouvoir interroger le système de gestion informatique du centre sur les différentes solutions de rechange envisageables en cas de panne ou de perturbation du réseau et sur les conséquences de chaque mesure proposée.
- Un système d'analyse en ligne de la sécurité du réseau devrait indiquer à l'opérateur les éventuelles pannes multiples à venir qui pourraient compromettre la fiabilité du réseau pour des raisons de surchauffe, d'instabilité générale ou d'oscillations de la tension post-incident.
- Il faudrait mettre au point un système de suivi dans le temps des perturbations qui permettrait d'évaluer la performance du réseau interconnecté lorsqu'il est soumis à des fortes charges et d'élaborer par la suite des mécanismes de protection appropriés.

Connaissance et respect des limites de sécurité des réseaux

On sait maintenant que les opérateurs en poste au moment de ces pannes ne disposaient pas toujours d'une information complète et valable sur la vulnérabilité de leur réseau face aux rebondissements éventuels de la panne. Dans certains cas, le modèle utilisé pour les simulations n'était pas exact, les tableaux de surveillance au centre de commande n'indiquaient pas les éléments clés perdus

dans le réseau, l'opérateur n'était pas en mesure de déterminer le résultat des mesures prises pour stabiliser le réseau (contrôle de la réserve de puissance réactive, angle des transferts, etc.), enfin il ne lui était pas toujours possible d'évaluer l'état du réseau après la perte d'un composant et le rajustement des limites de sûreté.

Les enquêtes sur les pannes précédentes ont donné lieu à diverses recommandations concernant la mise en oeuvre des limites de sécurité, dont les suivantes :

- Après une panne, le réseau doit être ramené à un état de fiabilité dans les délais prévus. On doit vérifier que les guides d'exploitation donnent toutes les indications utiles à cet égard.
- Il faut réduire les transferts de puissance sur le réseau jusqu'à ce que des études permettent de déterminer les limites sûres de transferts simultanés.
- Les mécanismes de détection des anomalies et perturbations doivent être mis à jour pour qu'on soit en mesure de les régler avant qu'elles compromettent le bon fonctionnement du réseau.

Coordination des relais de protection (installations de transport et de production)

Les relais sont conçus de façon à détecter les anomalies et à agir localement pour isoler les équipements défectueux, à la fois pour protéger ces derniers de tout dommage éventuel et pour protéger l'ensemble du réseau des dommages qu'il pourrait subir de la part d'équipements défectueux. Les systèmes de relais sont utilisés en redondance dans les modes primaire et de secours. Si un relais fait défaut, un autre relais devrait détecter la défaillance et mettre hors circuit les disjoncteurs qui commandent l'équipement menacé. Certains relais auxiliaires à longue portée peuvent confondre des surcharges de courant et des oscillations « normales » avec des fuites à la terre, et provoquer des mises hors circuit inopportunes. Il est donc important d'assurer en permanence la coordination des nombreux relais utilisés dans un réseau interconnecté et de faire les rajustements qui s'imposent. À noter que certains relais peuvent entraver la resynchronisation d'un réseau, compliquant d'autant le rétablissement du courant.

Les relais de type général agissent à l'échelle du réseau, plutôt que d'un équipement en particulier. Leur fonction peut être par exemple de délimiter des enclaves pour éviter la propagation d'une perturbation à l'ensemble du réseau ou de déclencher automatiquement des délestages pour protéger le réseau d'une baisse des fréquences ou de la tension. Plusieurs des pannes décrites ci-dessus s'expliquent par le non-fonctionnement ou le fonctionnement inopportun d'un ou de plusieurs relais.

Les enquêtes sur les pannes précédentes ont donné lieu à diverses recommandations concernant la coordination des dispositifs de protection, dont les suivantes :

- Il faut procéder périodiquement à des essais de déclenchement des relais combinés. L'essai de réception de l'appareil, au moment de son installation, doit porter sur la combinaison des fonctions de l'appareil et sur chaque élément du relais, pour vérifier que l'ensemble répond aux normes.
- La protection assurée par les relais doit être continuellement revue pour s'assurer qu'elle suit l'évolution des réseaux et de la technologie.
- Sur les lignes de transport d'importance vitale, on installera des capteurs pour qu'ils déclenchent des délestages de consommation ou des coupures de production si la capacité de surcharge à court terme des conducteurs est dépassée pendant un certain temps. Le délai doit être assez long pour permettre à l'opérateur de tenter de réduire la charge des lignes par d'autres moyens.
- Les restrictions d'angle de phase visant à empêcher le réenclenchement des grandes interconnexions lors d'urgences dans le réseau devraient être soigneusement définies. Il faut notamment envisager le contournement éventuel des relais de contrôle du synchronisme afin de permettre la fermeture directe de certaines interconnexions lorsque la mesure est nécessaire au maintien de la stabilité du réseau pendant une urgence.

- Il convient de revoir les critères régissant la création délibérée d'enclaves dans un réseau en cas d'urgence. Les guides d'exploitation des réseaux doivent définir les conditions dans lesquelles on peut admettre un déséquilibre important entre la production et la charge à l'intérieur d'une enclave.

Efficacité des communications

En temps normal, on s'attend à ce que les responsables de la fiabilité des réseaux s'échangent des informations sur la meilleure façon de préserver l'intégrité de leurs installations. À plus forte raison en situation d'urgence. Pourtant, on peut déplorer que plusieurs des pannes décrites plus haut s'expliquent en partie par le manque de communication entre les réseaux.

Pendant les urgences, il va de soi que les opérateurs doivent être libérés de toute tâche qui n'est pas directement reliée au maintien du réseau.

Mise en place de « filets de sécurité »

Par « filet de sécurité », on entend un programme d'intervention qui se met en place automatiquement lorsque surviennent certains événements. Ces programmes entraînent bien sûr des dépenses et comportent certains inconvénients, mais ils peuvent empêcher certaines perturbations de dégénérer. Ils comprennent diverses mesures comme des délestages, des arrêts de production, la formation d'enclaves, etc. Le but est toujours de réduire la gravité des perturbations et de leurs conséquences. Si un filet de sécurité avait été en place en août 1996 sur la Côte Ouest américaine, l'ampleur de la panne aurait été bien moindre : la perte de charge aurait été de 7 200 MW, plutôt que de 28 000 MW. (Depuis, on a rétabli le filet de sécurité...) Ces filets de sécurité ne doivent toutefois pas servir de prétexte pour repousser les limites des transferts de puissance.

Les enquêtes sur les pannes précédentes ont donné lieu à diverses recommandations concernant les filets de sécurité, dont les suivantes :

- Des programmes de délestage automatique doivent être introduits dans toutes les zones qui n'en sont pas encore pourvues afin d'éviter que les enclaves qui se forment lors d'une panne ne s'effondrent totalement lorsque leur capacité de production est inférieure à la demande. Le délestage doit être considéré comme un programme d'assurance et ne dispense en aucun cas l'exploitant de rechercher la configuration de réseau la plus efficace.
- Il faut prévoir l'installation de dispositifs permettant à l'opérateur, par une simple manœuvre, de commander le délestage de grands blocs de charge.

Formation du personnel

Dans plusieurs des pannes étudiées, les méthodes d'exploitation en vigueur ne permettaient pas de faire face à des perturbations graves du réseau, d'où la recommandation d'améliorer les méthodes et la formation du personnel et la suggestion de créer des installations où l'on pourrait simuler des perturbations à l'intention des répartiteurs. On a pu constater que face à une perturbation qui menace l'intégrité de leur réseau, les opérateurs ont tendance à réduire les mouvements d'énergie au minimum, mais hésitent à réclamer un surcroît de production et à recourir au délestage.

Les enquêtes sur les pannes précédentes ont donné lieu à diverses recommandations concernant la formation du personnel, dont les suivantes :

- Les opérateurs devraient être tenus de s'inscrire à des programmes approfondis de formation et de recyclage.
- Un simulateur à échelle réelle devrait être créé pour permettre aux opérateurs d'acquérir une expérience pratique de la gestion des urgences et autres perturbations de réseau.
- Les procédures et les programmes de formation devraient permettre aux opérateurs de réseau de prévoir et de reconnaître les situations d'urgence.
- On devrait retrouver dans les manuels et le matériel didactique les critères que les opérateurs de réseau peuvent utiliser pour reconnaître les signes d'anomalie dans le réseau et déterminer les mesures d'allègement qu'ils peuvent prendre pour éviter que la perturbation

ne se transforme en urgence.

- On ne doit pas compter sur les procédures d'allégement de la charge pour redresser un réseau en état instable, ces méthodes ne pouvant généralement pas être mises en œuvre rapidement. D'autres possibilités s'offrent à l'opérateur pour rajuster les paramètres d'exploitation du réseau et rétablir l'équilibre.
- Il faut rappeler aux opérateurs qu'ils sont responsables du réseau qu'ils administrent et qu'ils ont toute l'autorité requise pour mettre en branle les moyens jugés nécessaires pour éviter une dégradation de ses conditions d'exploitation.
- Il y a lieu de réexaminer les critères d'évaluation des risques d'instabilité des tensions et d'améliorer les programmes de formation des opérateurs, les outils opérationnels et la procédure d'évaluation technique annuelle pour arriver à mieux cerner les problèmes liés à l'instabilité des tensions et à atténuer leurs effets négatifs à l'échelle régionale.

Comparaison avec la panne du 14 août 2003

La panne du 14 août 2003 présentait plusieurs similarités avec les pannes précédentes en ce qui concerne les causes ou les facteurs déterminants, à savoir :

- un entretien déficient des couloirs de transport de l'électricité ;
- le dépassement des limites de sécurité prescrites ;
- le défaut de reconnaître l'urgence de la situation et de communiquer cette information aux réseaux voisins ;
- le manque de formation des opérateurs ;
- l'impossibilité d'obtenir une représentation du réseau à l'échelle régionale.

La panne du 14 août s'explique aussi par des facteurs qui lui sont propres, à savoir : l'impossibilité d'obtenir une représentation du réseau à l'échelle *interrégionale*, le dysfonctionnement des systèmes SCADA ou EMS dans les zones de contrôle et l'absence d'un système de secours pour corriger la situation.

7. Performance des centrales nucléaires touchées par la panne de courant

Sommaire

Le 14 août 2003, une panne d'électricité généralisée a touché le nord-est des États-Unis et le Canada, privant de courant quelque 50 millions de personnes. Neuf centrales nucléaires américaines ont brusquement cessé de fonctionner (arrêt d'urgence de réacteur) en raison de la panne. Sept centrales nucléaires canadiennes qui fonctionnaient à puissance élevée au moment de la panne ont également cessé de fonctionner. Quatre autres centrales canadiennes se sont automatiquement déconnectées du réseau en raison du transitoire électrique, mais elles ont continué de fonctionner à puissance réduite et ont été en mesure d'alimenter le réseau dès que la connexion a été rétablie par les opérateurs du réseau de transport. Six centrales nucléaires aux États-Unis et une au Canada ont connu des perturbations électriques majeures, mais ont tout de même pu continuer à produire de l'électricité. Pendant cet événement, des centrales non nucléaires des deux pays ont également cessé de fonctionner. De nombreuses autres centrales nucléaires ont observé des perturbations dans le réseau électrique, mais ont continué à produire de l'électricité, sans interruption.

Le Sous-groupe sur le nucléaire (SGN) est un des trois sous-groupes créés pour appuyer le Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant. Il a été chargé de relever toutes les mesures pertinentes prises par les installations nucléaires en lien avec la panne. Nils Diaz, président de la Nuclear Regulatory Commission (NRC) des États-Unis, et Linda Keen, présidente et première dirigeante de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), co-président le SGN, dont les autres membres proviennent de divers organismes gouvernementaux.

Pendant la Phase I de l'enquête, le SGN s'est concentré sur la cueillette et sur l'analyse des données provenant de chaque centrale. Il a voulu déterminer ce qui s'était produit et si certaines activités dans les centrales avaient provoqué la panne ou y avaient contribué ou avaient impliqué des problèmes de sécurité importants. Afin d'assurer l'exactitude des données, les membres du SGN ont travaillé en collaboration avec le Sous-groupe sur l'électricité et le Sous-groupe sur la sécurité. Le personnel de la NRC et de la CCSN a élaboré une série de questions techniques visant à obtenir de la part des exploitants ou des titulaires de permis des centrales nucléaires, des données permettant d'étudier en détail la réponse des systèmes des centrales. On a comparé les données obtenues avec les données de conception des centrales afin d'établir si ces dernières avaient réagi de la façon prévue, si leurs réactions avaient causé la panne ou contribué à sa généralisation et si les règles de sécurité applicables avaient été respectées.

Après avoir examiné les données d'exploitation de chaque centrale ainsi que les réactions des centrales nucléaires et du personnel d'exploitation aux événements, le SGN conclut ce qui suit :

- Toutes les centrales nucléaires qui ont cessé de fonctionner ou qui se sont déconnectées du réseau ont répondu de manière automatique aux conditions du réseau.
- Toutes les centrales nucléaires ont réagi conformément aux spécifications de conception.
- Les fonctions de sécurité ont été dûment accomplies et les centrales nucléaires mises hors circuit sont demeurées dans un état d'arrêt garanti sûr jusqu'au redémarrage.
- Les centrales nucléaires n'ont pas déclenché la panne d'électricité, ni contribué à sa généralisation (c.-à-d. outre l'arrêt normal prévu dans de telles conditions). Elles ont plutôt répondu de la manière prévue afin de protéger leur équipement et leurs systèmes des perturbations du réseau.

- **En ce qui a trait aux centrales nucléaires des États-Unis :**

  - Les centrales Fermi 2, Oyster Creek et Perry ont cessé de fonctionner en raison de la mise hors circuit des génératrices principales, provoquée par des fluctuations de tension et de fréquence dans le réseau. La centrale Nine Mile 1 a cessé de fonctionner parce que la turbine principale a été mise hors circuit à cause des fluctuations de fréquence du réseau.

  - Les centrales FitzPatrick et Nine Mile 2 ont cessé de fonctionner parce que les réacteurs ont été mis hors circuit en raison de la faible pression du système de contrôle des turbines, entraînée par les fluctuations de fréquence du réseau. À la centrale Ginna, les fluctuations de fréquence du réseau ont provoqué une chute de charge électrique importante qui a entraîné la mise hors circuit du réacteur et l'arrêt de la centrale. Les centrales Indian Point 2 et Indian Point 3 ont cessé de fonctionner suite à l'arrêt brusque du réacteur à un faible débit qui s'est produit lorsque les basses fréquences du réseau ont fait s'arrêter les pompes de refroidissement du réacteur.

- **En ce qui a trait aux centrales nucléaires du Canada :**

  - Aux centrales Bruce-B et Pickering-B, les fluctuations de fréquence et/ou de tension du réseau ont provoqué la déconnexion automatique de génératrices (alternateurs). Dans les cas où il a été possible de maintenir les génératrices opérationnelles, la puissance des réacteurs a été automatiquement réduite.

  - À la centrale Darlington, les oscillations de charge sur le réseau ont provoqué la réduction automatique de puissance des quatre réacteurs. Les génératrices ont ensuite été déconnectées automatiquement du réseau.

  - Trois réacteurs de Bruce-B et un réacteur de Darlington ont recommencé à fonctionner à 60 % de leur puissance. Ils ont ensuite pu alimenter le réseau, sur les instructions de l'opérateur du réseau de transport.

  - Trois réacteurs de Darlington ont été mis à l'état de puissance zéro à chaud, et quatre réacteurs de Pickering-B et un de Bruce-B ont été mis à l'état d'arrêt garanti.

Pour le rétablissement de la puissance, les titulaires de permis suivent un processus délibéré, commandé par les procédures et règlements visant les centrales. Les problèmes d'équipement ou de processus, qu'ils soient présents avant un incident ou causés par lui, doivent normalement être réglés avant le redémarrage. Le SGN estime que les titulaires de permis ont utilisé une approche prudente appropriée pour reprendre leurs activités, accordant la priorité à la sécurité.

En ce qui a trait aux centrales nucléaires américaines : Ginna, Indian Point 2, Nine Mile 2 et Oyster Creek ont recommencé à produire de l'électricité le 17 août. Les centrales FitzPatrick et Nine Mile 1 ont repris la production le 18 août, la centrale Fermi 2, le 20 août, la centrale Perry, le 21 août et la centrale Indian Point 3, le 22 août. Indian Point 3 avait des problèmes d'équipement (défaillance des épissures du système d'alimentation électrique du dispositif d'entraînement des barres de contrôle) qui devaient être réglés avant le redémarrage. La direction de Ginna a présenté à la NRC une demande spéciale d'application discrétionnaire des règlements pour pouvoir changer de mode et redémarrer la centrale même si une pompe à eau auxiliaire était hors service. La NRC a acquiescé à la demande.

En ce qui a trait aux centrales nucléaires canadiennes : Le redémarrage des centrales canadiennes s'est effectué conformément aux politiques et principes d'exploitation approuvés. Trois réacteurs de Bruce-B et un réacteur de Darlington étaient resynchronisés avec le réseau dans les six heures suivant l'événement. Les trois autres réacteurs de Darlington ont été reconnectés les 17 et 18 août. Les réacteurs 5, 6 et 8 de Pickering-B et le réacteur 6 de Bruce-B ont été remis en service le 22 et le 25 août.

Le SGN n'a trouvé aucune preuve indiquant que l'arrêt des centrales nucléaires a provoqué la panne ou contribué,

de manière inopportune, à sa généralisation (c.-à-d. outre la mise hors circuit des réacteurs-centrales prévue dans de telles conditions). Toutes les centrales nucléaires qui ont cessé de fonctionner ou qui se sont déconnectées du réseau ont répondu automatiquement aux conditions du réseau. Elles ont toutes réagi suivant les spécifications de conception. Les fonctions de sécurité ont été dûment accomplies et les centrales mises hors circuit sont demeurées dans un état d'arrêt garanti sûr jusqu'au redémarrage. Le redémarrage s'est effectué conformément aux procédures et aux règlements établis.

Les sections qui suivent contiennent plus de détails sur les événements. En raison des différences de conception importantes entre les centrales nucléaires du Canada et celles des États-Unis, il a été décidé de présenter une section distincte pour chaque pays. Cette présentation répond également à la demande des organismes de réglementation des deux pays, qui désiraient des sections indépendantes dans le rapport afin de pouvoir les utiliser comme documents de réglementation.

Conclusions du Sous-groupe sur le nucléaire américain

Résumé

Le SGN américain n'a trouvé aucune preuve permettant d'affirmer que l'arrêt des neuf centrales nucléaires américaines a déclenché la panne ou a contribué indûment à la propagation de cette panne (c.-à-d. dans une mesure au-delà de l'arrêt prévu des centrales dans des conditions définies). Les neuf centrales qui ont subi un arrêt de réacteur réagissaient toutes aux conditions du réseau. Sous l'effet de la puissance des courants transitoires dans le réseau, les génératrices, les turbines ou les systèmes de réacteur ont atteint la limite de protection et déclenché l'arrêt des centrales. Les neuf centrales soumises à ces conditions se sont arrêtées d'une manière conforme aux spécifications de conception. Les neuf se sont arrêtées automatiquement et en toute sécurité afin de se protéger contre les transitoires du réseau. Les fonctions de sécurité ont été exécutées efficacement, sans trop de problèmes, et les centrales ont été maintenues dans un état d'arrêt sûr jusqu'au redémarrage.

Les pannes des centrales nucléaires qui ont résulté de la panne d'électricité du 14 août 2003 ont été déclenchées par des systèmes de protection automatiques des réacteurs ou des turbogénératrices, et non par des interventions humaines. Le SGN n'a reçu aucune information selon laquelle des opérateurs auraient délibérément arrêté des installations nucléaires pour les isoler des instabilités du réseau. En bref, tout ce qui s'est produit, c'est l'isolement automatique des installations nucléaires.

Pour ce qui est des 95 autres centrales nucléaires commerciales américaines titulaires de permis, quatre étaient déjà arrêtées au moment de la panne d'électricité, dont une a été soumise à une perturbation du réseau; 70 centrales en service ont observé certaines perturbations dans le réseau, mais ont pu les compenser et demeurer en circuit pour alimenter le réseau; 21 centrales en service n'ont subi aucune perturbation du réseau.

Introduction

À la suite de la panne de courant du 14 août, les États-Unis et le Canada ont mis sur pied le Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant. De nombreuses centrales électriques, nucléaires et non nucléaires, ont été impliquées dans la panne. L'examen des préoccupations relatives aux centrales nucléaires a été confié au SGN, en appui au Groupe de travail. Le Groupe de travail a été chargé de répondre à deux questions :

1. Quel événement survenu le 14 août 2003 est à l'origine de la défaillance du réseau de transport et de la panne d'électricité subséquente, et pourquoi ?

2. Pourquoi le réseau n'a-t-il pas été en mesure d'arrêter la propagation de la panne ?

Aux États-Unis, les centrales nucléaires commerciales sont régies par la Nuclear Regulatory Commission (NRC). La NRC impose des exigences réglementaires visant les systèmes d'alimentation externes, qui prévoient notamment le nombre de sources d'alimentation externes et la capacité de résister à certains transitoires. L'alimentation externe

est la source normale de courant alternatif (CA) alimentant les systèmes de sécurité d'une centrale lorsque la génératrice principale de la centrale ne fonctionne pas. Les exigences prévoient aussi la protection des systèmes de sécurité contre les variations du courant d'alimentation (en tension et en fréquence) qui risquent de causer des dommages. La NRC exige qu'en cas de perte d'alimentation externe, les systèmes de sécurité soient alimentés en CA par une source d'urgence (en règle générale un groupe électrogène diesel de secours). Par ailleurs, elle assure la surveillance de la sécurité sur le plan de l'alimentation externe au moyen d'un programme d'inspection, en contrôlant l'expérience d'exploitation et en réalisant des études techniques.

Phase I : Enquête

Pour la phase 1, le SGN s'est donné pour tâches principales de collecter et d'analyser les données de chaque centrale afin de déterminer ce qui s'était passé et si une activité quelconque ayant eu lieu dans une centrale avait été à l'origine de la panne d'électricité, avait contribué à sa propagation ou avait impliqué un problème de sécurité sérieux. Pour assurer l'exactitude des données, une coordination complète a été maintenue au sein du SGN lui-même, mais aussi entre le Sous-groupe sur le nucléaire, le Sous-groupe sur l'électricité et le Sous-groupe sur la sécurité.

Le personnel a élaboré un ensemble de questions techniques pour obtenir des exploitants ou titulaires de permis des centrales nucléaires les données qui lui permettraient d'examiner en détail la réaction des systèmes des centrales nucléaires. Deux demandes supplémentaires d'information plus particulière ont été faites auprès de certaines centrales. La collecte des données des centrales nucléaires américaines a été réalisée par l'entremise des bureaux régionaux de la NRC, qui a chargé des inspecteurs résidents de la NRC à chaque centrale d'obtenir du titulaire l'information nécessaire pour répondre aux questions. Les informations générales sur la conception des centrales ont été recueillies dans les rapports de sûreté définitifs mis à jour (*Updated Final Safety Analysis Reports*) et autres documents propres à chaque centrale.

Le personnel de la NRC a comparé les données sur chaque centrale avec les données de conception pour déterminer si les réactions de la centrale étaient conformes aux spécifications, si elles semblaient avoir été à l'origine de la panne ou avoir contribué à la propagation de la panne; et si les exigences de sécurité avaient été satisfaites. Dans certains cas, on a élaboré des questions supplémentaires et obtenu des réponses du titulaire de permis pour clarifier la réaction observée de la centrale. Le SGN a communiqué avec le Sous-groupe sur l'électricité pour valider certaines données et pour obtenir des informations sur le réseau qui ont servi à l'analyse. Le SGN a relevé toutes les mesures pertinentes prises par les centrales nucléaires en rapport avec la panne d'électricité.

Caractéristiques types de conception, d'exploitation et de protection des centrales nucléaires

Les centrales nucléaires ont un certain nombre de caractéristiques de conception, d'exploitation et de protection, destinées à en garantir le fonctionnement fiable et sûr. La présente section décrit ces caractéristiques pour permettre au lecteur de mieux comprendre comment les centrales nucléaires interagissent avec le réseau et, plus particulièrement, comment elles réagissent aux variations de conditions du réseau. Nous décrivons ici les caractéristiques communes, sans toutefois aborder les particularités de conception et de fonctionnement de chaque centrale.

Caractéristiques de conception des centrales nucléaires

Les centrales nucléaires utilisent la chaleur engendrée par les réactions nucléaires pour générer de la vapeur et entraîner un turbogénératrice (également appelée génératrice principale) qui produit l'électricité à fournir au réseau.

Connexion du poste extérieur au réseau

Le poste extérieur d'une centrale constitue normalement l'interface entre la génératrice principale de la centrale et le réseau. Plusieurs lignes de transport relient le poste extérieur au réseau de manière à assurer la fiabilité de l'alimentation externe de la centrale nucléaire dans toutes les conditions de fonctionnement et d'arrêt. Chaque ligne de transport connectée au poste extérieur comporte des

disjoncteurs affectés en propre, avec capteurs d'anomalie pour détecter les conditions anormales telles que les courts-circuits entre phases ou entre phase et terre, dans le poste extérieur ou sur les lignes de transport connectées. Les capteurs d'anomalie sont reliés à un système de protection du poste extérieur de la centrale conçu pour localiser toute condition d'anomalie avec une perturbation minimale au système.

Connexion de la génératrice principale au poste extérieur

La génératrice principale de la centrale produit de l'énergie électrique et transporte cette énergie au réseau de transport externe. La plupart des centrales alimentent également les omnibus auxiliaires de la centrale pour le fonctionnement normal du réacteur nucléaire via le transformateur auxiliaire. En temps normal, la génératrice principale produit une tension d'environ 22 kV. Cette tension est élevée par les transformateurs principaux pour l'adapter à la tension du poste extérieur, et le courant se propage vers le poste extérieur haute tension via deux disjoncteurs.

Alimentation des omnibus auxiliaires de centrale

Les omnibus auxiliaires de sécurité et ceux qui ne sont pas associés à la sécurité sont normalement connectés pour être alimentés par le transformateur auxiliaire de la génératrice principale, bien que dans certaines centrales, quelques omnibus auxiliaires demeurent alimentés par un transformateur de démarrage (c.-à-d. par le réseau de distribution externe). Lorsque la production d'électricité par la centrale est interrompue, l'alimentation est transférée automatiquement à la source d'alimentation externe (le transformateur de démarrage). Si cette source ne fournit pas une tension acceptable, les disjoncteurs des omnibus de sécurité s'ouvrent, et les omnibus sont remis sous tension par les groupes électrogènes diesel de secours à démarrage rapide. Les omnibus auxiliaires qui ne sont pas associés à la sécurité demeurent hors tension jusqu'à ce que l'alimentation externe soit rétablie.

Caractéristiques de fonctionnement des centrales nucléaires

Réaction des centrales nucléaires aux variations de tension du poste extérieur

Lorsque le régulateur de tension de la génératrice principale est en mode automatique, la génératrice réagit à une hausse de tension du poste extérieur en réduisant le courant d'excitation de la génératrice. Cela entraîne une réduction de la puissance réactive, exprimée normalement en mégavoltampères réactifs (MVAr), se propageant de la génératrice au poste extérieur puis au réseau connexe, ce qui aide à limiter la hausse de la tension réseau. Le régulateur de tension de la génératrice principale étant en mode automatique, la génératrice réagit à une baisse de tension du poste extérieur en augmentant le courant d'excitation de la génératrice. Cela entraîne une augmentation de la puissance réactive (MVAr), se propageant de la génératrice au poste extérieur puis au réseau avoisinant, ce qui contribue à limiter la baisse de la tension réseau. Si la baisse de tension du poste extérieur est assez importante, le courant d'excitation accru de la génératrice risque de provoquer la surchauffe de l'inducteur de la génératrice. On fait généralement appel à des circuits de protection contre la surexcitation pour parer à cette éventualité. Ces circuits de protection peuvent arrêter la génératrice pour empêcher des dommages au matériel.

La protection contre la sous-tension est assurée sur les omnibus de sécurité des centrales nucléaires et peut l'être sur les omnibus non associés à la sécurité et sur des appareils particuliers. Cette protection est également utilisée dans le cas de certains modèles de réacteurs à eau sous pression sur les pompes primaires, à titre de signal de perte anticipée d'écoulement dans ces pompes.

Caractéristiques de protection des centrales nucléaires

La génératrice et la turbine principales ont des caractéristiques de protection, semblables à celles des centrales à combustible fossile, qui protègent le matériel contre les dommages. En règle générale, les caractéristiques de protection du réacteur servent à protéger le combustible du réacteur contre les dommages et le circuit de refroidissement primaire contre les transitoires de surpression ou de surchauffe. Certaines caractéristiques d'arrêt produisent un arrêt correspondant d'autres éléments; ainsi, un arrêt automatique de turbine entraîne normalement un arrêt automatique de réacteur au-dessus d'une valeur de consigne de faible puissance.

Les caractéristiques de protection de la génératrice visent normalement la surintensité, les défauts à la terre, les relais différentiels (qui surveillent les conditions d'anomalie électrique à l'intérieur d'une zone de protection définie par l'emplacement des capteurs, généralement la génératrice principale et tous les transformateurs connectés directement à la sortie de la génératrice), les anomalies électriques des transformateurs connectés à la génératrice, la perte d'excitation de la génératrice et les arrêts de turbine. Les caractéristiques de protection de turbine visent normalement la survitesse (dont le seuil est habituellement réglé à 1 980 tr/min ou 66 Hz), la basse pression d'huile des roulements, les vibrations excessives des roulements, le vide insuffisant du condenseur, la défaillance des paliers de butée ou l'arrêt automatique de la génératrice. Les caractéristiques de protection de réacteur comprennent normalement l'arrêt automatique dans les cas suivants : surpuissance, pression anormale du circuit de refroidissement primaire, débit réduit du circuit de refroidissement primaire, bas niveau dans les générateurs de vapeur ou le caisson de réacteur ou arrêt automatique de la turbine.

Points à considérer pour le rétablissement de la production d'électricité par une centrale nucléaire après rétablissement de la tension du poste extérieur

Voici des exemples des exigences qui doivent être satisfaites avant qu'on rétablisse la production d'électricité d'une centrale nucléaire à la suite d'une perte de tension du poste extérieur.

- La tension du poste extérieur fournie par une source externe doit être normale et stable. Les centrales nucléaires ne sont pas conçues avec une capacité de départ à zéro (démarrage sans alimentation externe).
- Les omnibus de la centrale doivent être alimentés à partir du poste extérieur, et les groupes électrogènes diesel de secours, remis en mode d'attente.
- L'équipement normal de la centrale, tel que les pompes primaires et les pompes de circulation d'eau, doit être remis en marche.
- Il faut rédiger un rapport d'examen de l'arrêt automatique du réacteur, qui doit être approuvé par la direction de la centrale et qui doit aborder la cause de cet arrêt.
- Toutes les spécifications techniques de la centrale doivent être satisfaites. Les spécifications techniques sont transmises à chaque centrale nucléaire par la NRC comme faisant partie du permis. Elles dictent l'équipement qui doit être en état de fonctionnement et les paramètres qui doivent être satisfaits pour permettre le fonctionnement du réacteur. Des exemples des mesures qui étaient requises à la suite des événements du 14 août comprennent le remplissage des réservoirs à carburant diesel, le remplissage des réservoirs à condensat, l'établissement de l'écoulement forcé dans le circuit de refroidissement primaire et le refroidissement de la réserve d'eau de réduction de pression pour atteindre les limites de fonctionnement normal. Des essais de surveillance doivent être effectués conformément aux spécifications techniques (par exemple, le bon état de fonctionnement des détecteurs de neutrons lents doit être démontré).
- Les systèmes doivent être configurés pour permettre le démarrage.
- Les pressions et les températures du circuit de refroidissement primaire des réacteurs à eau sous pression doivent être réglées aux valeurs appropriées pour le démarrage des réacteurs.
- Un calcul de criticité de réacteur doit être effectué pour prédire les retraits de barres de contrôle nécessaires pour atteindre la criticité, lorsque la réaction de fission en chaîne devient auto-entretenue en raison du flux de neutrons accru. La concentration de certains produits de fission absorbeurs de neutrons augmente à la suite d'un arrêt automatique de réacteur (suivi plus tard d'une réduction ou d'une décroissance). Aux réacteurs à eau sous pression (REP), la teneur en bore du caloporteur primaire doit être réglée en fonction du calcul de criticité. Vers la fin du cycle du combustible, il se peut que la centrale nucléaire n'ait pas de marge de réglage de bore ou des barres de contrôle suffisante pour le redémarrage avant que les absorbeurs de neutrons aient diminué considérablement (plus de 24 heures après l'arrêt automatique).

Par conséquent, à la suite d'un arrêt normal, il peut falloir environ une journée ou plus avant qu'une centrale nucléaire puisse être redémarrée. Les arrêts automatiques de centrale imposent un transitoire considérable à l'équipement de la centrale et certains travaux d'entretien peuvent être nécessaires avant le redémarrage. Lorsque l'arrêt se combine à l'occurrence peu fréquente de la perte de l'alimentation externe, des mesures de reprise supplémentaires sont nécessaires. Les systèmes de sécurité tels que les groupes électrogènes diesel de secours et les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance associés à la sécurité doivent être remis dans leur configuration normale. Ces mesures supplémentaires prolongeraient le temps nécessaire au redémarrage d'une centrale nucléaire à la suite de ce type d'événement.

Résumé de la réaction des centrales nucléaires à la panne de courant du 14 août 2003 et sécurité connexe

L'étude du SGN n'a identifié aucune activité ni aucun problème d'équipement survenu dans les centrales nucléaires qui aurait causé le transitoire du 14 août 2003. Neuf centrales nucléaires ont été mises hors circuit en 60 secondes à cause de la perturbation du réseau. En outre, de nombreuses centrales nucléaires ont ressenti un transitoire dû à cette perturbation.

Centrales nucléaires mises hors circuit

La mise hors circuit de neuf centrales nucléaires a résulté de la réaction des centrales aux perturbations du réseau. Sous l'effet des perturbations initiales du réseau, les tensions du poste extérieur se sont mises à fluctuer de même que les transits de puissance réactive. Les régulateurs de tension des génératrices principales tentant de compenser ces fluctuations, les limites de sécurité de l'équipement ont été dépassées et des arrêts de protection se sont produits. C'est ce qui est arrivé aux centrales Fermi 2 et Oyster Creek. La centrale Fermi 2 s'est arrêtée à la suite d'une mise hors circuit de protection de l'inducteur de génératrice. La centrale Oyster Creek s'est arrêtée à cause de l'arrêt automatique d'une génératrice dû au rapport élevé entre la tension et la fréquence du courant.

De plus, comme l'équilibre entre la production d'électricité et la charge électrique du réseau était perturbé, la fréquence a aussi commencé à fluctuer. Dans certains cas, la fréquence est tombée suffisamment pour déclencher des fonctions de protection. C'est ce qui s'est produit aux centrales Indian Point 2, Indian Point 3 et Perry. La centrale Perry s'est arrêtée à cause d'un signal d'arrêt de sous-fréquence de génératrice. Les centrales Indian Point 2 et Indian Point 3 se sont arrêtées lorsque la fréquence réseau a chuté suffisamment pour arrêter les pompes primaires, ce qui a déclenché une fonction de protection du réacteur.

Dans d'autres cas, la fréquence a fluctué pour atteindre des valeurs supérieures à la normale. Les systèmes de commande de turbine ont réagi en vue de limiter la fréquence. Les limites de l'équipement ont été dépassées à la suite de la réaction des systèmes de commande de turbine aux fortes variations de fréquence. Cela a entraîné l'arrêt automatique des centrales FitzPatrick, Nine Mile 1, Nine Mile 2 et Ginna. Les centrales FitzPatrick et Nine Mile 2 se sont arrêtées à cause de la basse pression dans le circuit hydraulique de commande de turbine. La centrale Nine Mile 1 s'est arrêtée à cause de la protection en cas de charge réduite de turbine. La centrale Ginna s'est arrêtée à cause des conditions dans le réacteur à la suite de la fermeture rapide des vannes de commande de turbine sous l'effet de la haute fréquence réseau.

En ce qui concerne les centrales Perry, Fermi 2, Oyster Creek et Nine Mile 1, le réacteur s'est arrêté dès la mise hors circuit de la génératrice, bien que la chronologie ci-dessous ne l'indique pas parce que les horloges n'étaient pas synchronisées sur l'étalon horaire national. En ce qui concerne les centrales Indian Point 2 et 3, FitzPatrick, Ginna et Nine Mile 2, le réacteur s'est arrêté avant la génératrice. Lorsque le réacteur s'arrête en premier, il y a généralement un bref délai avant que les disjoncteurs de sortie de la génératrice s'ouvrent. Après l'arrêt du réacteur, la production d'électricité tombe rapidement à zéro. Le tableau 7.1 indique les heures d'après les données recueillies pour les heures d'arrêt des réacteurs et les heures d'ouverture des disjoncteurs de génératrice (mise hors circuit de génératrice) d'après le rapport du Sous-groupe sur l'électricité. Des détails supplémentaires sur les centrales qui se sont arrêtées sont donnés plus bas.

Tableau 7.1 Heures d'arrêt des centrales américaines

Centrale nucléaire	Mise hors circuit de réacteur[a]	Mise hors circuit de génératrice[b]
Perry	16 h 10 min 25 s HAE	16 h 10 min 42 s HAE
Fermi 2	16 h 10 min 53 s HAE	16 h 10 min 53 s HAE
Oyster Creek	16 h 10 min 58 s HAE	16 h 10 min 57 s HAE
Nine Mile 1	16 h 11 min HAE	16 h 11 min 4 s HAE
Indian Point 2	16 h 11 min HAE	16 h 11 min 9 s HAE
Indian Point 3	16 h 11 min HAE	16 h 11 min 23 s HAE
FitzPatrick	16 h 11 min 4 s HAE	16 h 11 min 32 s HAE
Ginna	16 h 11 min 36 s HAE	16 h 12 min 17 s HAE
Nine Mile 2	16 h 11 min 48 s HAE	16 h 11 min 52 s HAE

a) Tel que déterminé à partir des données du titulaire du permis (ce qui peut ne pas correspondre à l'heure normale du pays).
b) Tel que signalé par le sous-groupe sur le réseau électrique (correspond à l'heure normale du pays).

Fermi 2. La centrale Fermi 2 est située à 25 milles au nord-est de Toledo, Ohio, dans le sud du Michigan, au bord du lac Érié. Avant l'événement, elle produisait environ 1 130 mégawatts électriques (MWe). Le réacteur s'est arrêté à cause d'un arrêt de turbine. L'arrêt de turbine résultait probablement de plusieurs signaux d'arrêt de protection de l'inducteur de génératrice (surexcitation et perte d'excitation) pendant que la génératrice de Fermi 2 réagissait à une série de transitoires à variation rapide avant son arrêt. Cela correspond aux données, qui indiquent de fortes oscillations de la puissance réactive (MVAr) de la génératrice de Fermi 2 avant qu'elle soit mise hors circuit.

Par la suite, l'alimentation externe des omnibus auxiliaires de la centrale a été perdue. Les omnibus de sécurité ont été mis hors tension et ont été remis sous tension automatiquement par les groupes électrogènes diesel de secours. Les opérateurs ont arrêté un de ces groupes électrogènes qui a été mis en parallèle avec le réseau pour fins d'essai, après quoi il a automatiquement partagé la charge. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, « événement inhabituel », a eu lieu vers 16 h 22 HAE à cause de la perte de l'alimentation externe. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 15 août, vers 1 h 53 HAE. Les problèmes d'équipement suivants ont été observés : le groupe électrogène à turbine à combustion (la source d'alimentation CA de rechange) n'a pas pu être lancé à partir de la salle de commande; cependant, il a pu être lancé avec succès localement. De plus, le système de refroidissement de la piscine de désactivation a été interrompu pendant environ 26 heures et a atteint une température maximale de 130 degrés Fahrenheit (55 degrés Celsius). La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 20 août, vers 1 h 41 HAE.

FitzPatrick. La centrale FitzPatrick est située à environ 8 milles au nord-est d'Oswego, dans le nord de l'État de New York, au bord du lac Ontario; avant l'événement, elle produisait environ 850 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause de la basse pression du circuit hydraulique qui commande les vannes de commande de turbine. Une basse pression dans ce circuit indique normalement le rejet d'une forte charge, pour lequel on s'attend à un arrêt automatique du réacteur. Dans le cas qui nous occupe, la pression du circuit était basse parce que le système de commande manipulait rapidement les vannes de commande de turbine pour commander la vitesse de la turbine qui subissait l'effet des fluctuations de la fréquence réseau.

Immédiatement avant l'arrêt, on a observé des conditions de surtension et de sous-tension considérables sur le réseau. Ensuite, l'alimentation externe des omnibus auxiliaires de la centrale a été perdue. Les omnibus de sécurité ont été mis hors tension et ont été remis sous tension automatiquement par les groupes électrogènes diesel de secours.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau,

événement inhabituel, a eu lieu vers 16 h 26 HAE à cause de la perte de l'alimentation externe. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 14 août, vers 23 h 7 HAE. La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 18 août, vers 6 h 10 HAE.

Ginna. La centrale Ginna est située à 20 milles au nord-est de Rochester, dans le nord de l'État de New York, au bord du lac Ontario; avant l'événement, elle produisait environ 487 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause de la surchauffe/température-delta. Le signal d'arrêt en cause empêche le cœur du réacteur de dépasser les limites de température. Les vannes de commande de turbine se sont fermées à la suite des conditions changeantes du réseau. Cela a produit un transitoire de température et de pression dans le réacteur, ce qui a entraîné un arrêt dû à la surchauffe/température-delta. L'alimentation externe des omnibus auxiliaires de la centrale n'a pas été perdue. De l'avis des opérateurs, l'alimentation externe n'était pas stable, de sorte que, par mesure de précaution, ils ont alimenté les omnibus de sécurité au moyen des groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur. L'alimentation externe n'était pas perdue et s'est stabilisée environ 50 minutes après l'arrêt du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, événement inhabituel, a eu lieu vers 16 h 46 HAE à cause de la dégradation de l'alimentation externe. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 14 août, vers 21 h 8 HAE. Les problèmes d'équipement suivants ont été observés : le système de commande numérique de l'eau d'alimentation s'est comporté de manière imprévue à la suite de l'arrêt, ce qui a donné lieu à des niveaux élevés dans le générateur de vapeur; il y a eu perte d'indication d'écoulement au sceau des pompes primaires, ce qui a compliqué le redémarrage des pompes; au moins une des soupapes de sécurité à commande électrique a présenté une fuite mineure après un fonctionnement approprié et une refermeture pendant le transitoire. De plus, une des motopompes à eau d'alimentation auxiliaires a été endommagée après avoir fonctionné dans des conditions de débit insuffisant à cause d'un mauvais réglage des soupapes. Les pompes redondantes ont fourni le débit d'eau requis.
La NRC a émis un avis d'application discrétionnaire des règlements (*Notice of Enforcement Discretion*) pour permettre à la centrale Ginna de procéder à des changements de mode et de faire redémarrer le réacteur pendant qu'une des pompes à eau d'alimentation auxiliaires (EAA) était inutilisable. La Ginna a deux pompes EAA : une turbopompe et deux pompes de relève, les deux alimentées par les omnibus de sécurité. La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 17 août, vers 20 h 38 HAE.

Indian Point 2. La centrale Indian Point 2 est située à 24 milles au nord de la ville de New York City, sur la rivière Hudson; avant l'événement, elle produisait environ 990 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause de la perte d'une pompe primaire qui s'est arrêtée parce que les fluctuations de la fréquence de l'omnibus auxiliaire ont excité le relais de sous-fréquence, qui empêche un débit de caloporteur insuffisant dans le cœur du réacteur. Le signal de protection résultant a arrêté le réacteur, ce qui a provoqué l'arrêt de la turbine et de la génératrice.

L'omnibus auxiliaire a subi la sous-fréquence due aux fluctuations sur le réseau. Tous les omnibus auxiliaires de la centrale ont perdu l'alimentation externe. Les omnibus de sécurité ont été remis sous tension au moyen des groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, événement inhabituel, a eu lieu vers 16 h 25 HAE à cause de la perte de l'alimentation externe pendant plus de 15 minutes. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 14 août, vers 20 h 2 HAE. Les problèmes d'équipement suivants ont été observés : la canalisation d'eau de refroidissement d'un des groupes électrogènes diesel de secours a produit une fuite, une soupape de mise à l'air libre du générateur de vapeur n'a pas commandé la pression du générateur de vapeur en mode automatique et a dû être mise en mode manuel; un purgeur automatique associé à la turbopompe à eau d'alimentation auxiliaire tombé en panne en position ouverte a eu pour résultat que les opérateurs ont immobilisé la turbine au bout de 2,5 heures; la perte de l'air d'instrumentation a obligé les opérateurs à assumer la commande manuelle du chargement, et il s'est produit

un isolement de décharge; les opérateurs sur le terrain n'étaient pas en mesure d'utiliser des postes radio. La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 17 août, vers 0 h 58 HAE.

Indian Point 3. La centrale Indian Point 3 est située à 24 milles au nord de la ville de New York, sur la rivière Hudson; avant l'événement, elle produisait environ 1 010 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause de la perte d'une pompe primaire qui s'est arrêtée parce que les fluctuations de la fréquence de l'omnibus auxiliaire ont excité le relais de sous-fréquence, qui empêche un débit de caloporteur insuffisant dans le cœur du réacteur. Le signal de protection résultant a arrêté le réacteur, ce qui a provoqué l'arrêt de la turbine et de la génératrice.

L'omnibus auxiliaire a subi la sous-fréquence à cause des fluctuations sur le réseau. Tous les omnibus auxiliaires de la centrale ont perdu l'alimentation externe. Les omnibus de sécurité ont été remis sous tension au moyen des groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, événement inhabituel, a eu lieu vers 16 h 23 HAE à cause de la perte de l'alimentation externe pendant plus de 15 minutes. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 14 août, vers 20 h 12 HAE. Les problèmes d'équipement suivants ont été observés : une soupape de sécurité du générateur de vapeur s'est ouverte en deçà de sa valeur de consigne et a collé; la perte de l'air d'instrumentation, y compris le non-démarrage du compresseur de secours à moteur diesel et la défaillance du circuit d'azote de secours, a donné lieu à la commande manuelle des soupapes de mise à l'air libre, et les pompes EAA ont dû être immobilisées pour empêcher la suralimentation des générateurs de vapeur; un fusible sauté d'un chargeur de batterie a occasionné une décharge de batterie prolongée; une épissure de câble du mécanisme d'entraînement des barres de contrôle a cédé, et il y avait des indications de résistance élevée sur le disjoncteur 1 de 345 kV. Ces problèmes ont dû être réglés avant le redémarrage, qui a donc été retardé. La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 22 août, vers 5 h 3 HAE.

Nine Mile 1. La centrale Nine Mile 1 est située à six milles au nord-est d'Oswego, dans le nord de l'État de New York, au bord du lac Ontario; avant l'événement, elle produisait environ 600 MWe. Le réacteur s'est arrêté à la suite de l'arrêt de la turbine. La turbine s'est arrêtée à cause d'un signal de protection contre une charge légère (qui protège la turbine contre la perte de la charge électrique), à la suite des fluctuations sur le réseau. L'arrêt de la turbine a causé la fermeture rapide des vannes de commande de turbine, ce qui a produit un signal d'arrêt du réacteur, via les relais d'accélération des vannes de commande. Après un délai de 10 secondes, la génératrice s'est arrêtée à cause du retour de courant.

Les omnibus auxiliaires ont perdu l'alimentation externe. Les omnibus de sécurité ont été mis hors tension et remis sous tension automatiquement par les groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, événement inhabituel, a eu lieu vers 16 h 33 HAE à cause de la perte de l'alimentation externe. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 14 août, vers 23 h 39 HAE. Les autres problèmes d'équipement suivants ont été observés : une électrovanne de sectionnement d'eau d'alimentation est tombée en panne « telle quelle » sur perte de la tension, ce qui a produit un niveau élevé dans le caisson du réacteur; des fusibles des circuits d'alarme incendie ont sauté, ce qui a produit l'isolement de la ventilation de la salle de commande et déclenché des alarmes au tableau d'alarme incendie; les opérateurs ont accusé un retard de plusieurs heures à mettre en service le refroidissement de mise à l'arrêt à cause de l'absence de lignes directrices pour réagir aux conditions particulières de la centrale rencontrées pendant la mise à l'arrêt. La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 18 août, vers 2 h 8 HAE.

Nine Mile 2. La centrale Nine Mile 2 est située à six milles au nord-est d'Oswego, dans le nord de l'État de New York, au bord du lac Ontario; avant l'événement, elle produisait environ 1 193 MWe. Le réacteur s'est arrêté d'urgence à cause du fonctionnement des manostats qui ont détecté une basse pression dans le circuit

hydraulique qui commande les vannes de commande de turbine. Une basse pression dans ce circuit indique normalement le rejet d'une forte charge, pour lequel on s'attend à un arrêt du réacteur. Dans le cas qui nous occupe, la pression du système était trop basse, parce que le système de commande agissait rapidement sur les vannes de commande de turbine pour régler la vitesse de la turbine qui variait en fonction des fluctuations de la fréquence réseau.

Après l'arrêt du réacteur, plusieurs vannes de commande de niveau du réacteur ne se sont pas remises en position et, comme le circuit d'eau d'alimentation continuait de fonctionner, un niveau d'eau élevé dans le réacteur a causé l'arrêt de la turbine, qui a causé un arrêt de génératrice. L'alimentation externe était dégradée mais disponible aux omnibus auxiliaires de la centrale. La tension de l'alimentation externe est tombée au-dessous de la normale, ce qui a eu pour résultat que les omnibus de sécurité ont été mis sous tension automatiquement par les groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, événement inhabituel, a eu lieu vers 17 h HAE à cause de la perte de l'alimentation externe des omnibus de sécurité pendant plus de 15 minutes. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 15 août, vers 1 h 33 HAE. Le problème de matériel suivant a été observé : un changeur de prise d'un des transformateurs d'alimentation externe est tombé en panne, ce qui a compliqué le rétablissement d'une des dérivations de l'alimentation externe. La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 17 août, vers 19 h 34 HAE.

Oyster Creek. La centrale Oyster Creek est située à neuf milles au sud de Toms River dans le New Jersey, au bord de l'océan Atlantique; avant l'événement, elle produisait environ 629 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause d'un arrêt de turbine. L'arrêt de la turbine résultait d'un arrêt de protection de la génératrice dû à une surtension/surfréquence. L'arrêt de surtension/surfréquence est une fonction de protection de la génératrice/du transformateur. À la suite de l'arrêt automatique de la centrale, l'alimentation des omnibus de sécurité et des omnibus auxiliaires de la centrale a été transférée de la génératrice principale à l'alimentation externe. Mis à part le transitoire de la centrale, aucun problème de matériel ou de fonctionnement n'a pu être attribué directement aux problèmes du réseau.

Après l'arrêt, les opérateurs n'ont pu mettre le sélecteur de mode en mode d'arrêt avant que la pression du collecteur de vapeur principal n'ait atteint sa valeur de consigne d'isolement. La fermeture subséquente de la vanne de sectionnement du collecteur de vapeur principal a compliqué l'intervention des opérateurs, car le trajet normal de la vapeur vers le condenseur principal était perdu. Les opérateurs ont utilisé les condenseurs d'isolement pour la dissipation de la chaleur de décroissance. L'alimentation externe a continué d'alimenter les omnibus de sécurité et les omnibus auxiliaires de la centrale pendant la durée de l'événement, et les groupes électrogènes diesel de secours n'ont pas démarré. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur. La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 17 août, vers 17 h 2 HAE.

Perry. La centrale Perry est située à sept milles au nord-est de Painesville, dans le nord de l'Ohio, au bord du lac Érié; avant l'événement, elle produisait environ 1 275 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause d'un signal d'arrêt de fermeture rapide des vannes de commande de la turbine. Le signal d'arrêt de fermeture rapide des vannes de commande de la turbine était causé par un signal d'arrêt de sous-fréquence de la génératrice qui a arrêté la génératrice et la turbine et a été déclenché par des fluctuations de la fréquence réseau. Les opérateurs de la centrale ont observé des fluctuations et des pointes de tension au niveau du transformateur principal, et le relais de supervision « génératrice non synchronisée » a été excité à peu près une demi-heure avant l'arrêt. Ce relais de supervision détecte les défauts à la terre sur le réseau, afin d'empêcher qu'un défaut éloigné sur le réseau n'excite un relais « génératrice non synchronisée », ce qui entraînerait un arrêt de la génératrice. Environ 30 secondes avant l'arrêt, des opérateurs ont observé un certain nombre de pointes sur le voltmètre de l'inducteur de la génératrice, suivies d'une indication dépassant le maximum de l'échelle. Les indicateurs de puissance réactive (MVAr) et de puissance active (MW) présentaient également une indication dépassant le maximum de l'échelle.

Les omnibus de sécurité ont été mis hors tension et ont

été remis sous tension automatiquement au moyen des groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur. Les problèmes d'équipement suivants ont été observés : une soupape de dérivation de vapeur s'est ouverte; une pompe du circuit de nettoyage de l'eau irradiée s'est arrêtée; le système de dégagement gazeux s'est isolé, et on a constaté qu'une pompe d'appoint d'eau s'était désamorcée, ce qui a nécessité la mise à l'air libre et le réamorçage de la boucle A du système de dissipation de chaleur résiduelle et du système d'injection de caloporteur basse pression avant que ces systèmes puissent être remis en service.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau, événement inhabituel, a eu lieu vers 16 h 10 HAE à cause de la perte de l'alimentation externe. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie le 14 août, vers 18 h 13 HAE. La génératrice principale a été reconnectée au réseau le 21 août, vers 23 h 15 HAE. Après le redémarrage de la centrale, un essai de surveillance a indiqué un problème dans un des groupes électrogènes diesel de secours. Une inspection spéciale par la NRC est en cours pour vérifier le fonctionnement du groupe électrogène diesel de secours et du système d'appoint d'eau.

Centrales nucléaires ayant subi un transitoire considérable

La perturbation électrique du 14 août a eu une incidence considérable sur sept centrales qui continuaient à être connectées au réseau. Aux fins de la présente étude, " incidence considérable " signifie que ces centrales ont effectué des ajustements considérables en fonction de la charge, qui ont entraîné la dérivation de vapeur de la turbogénératrice, à l'ouverture de soupapes de sécurité, ou nécessité le démarrage automatique des groupes électrogènes diesel de secours locaux à cause d'une tension trop basse.

Centrales nucléaires ayant subi un transitoire peu important

Soixante-quatre centrales nucléaires ont connu des transitoires peu importants causés par des perturbations mineures du réseau. Ces centrales ont pu réagir aux perturbations au moyen des systèmes de commande normaux. Des exemples de ces transitoires comprennent des variations de la charge de quelques mégawatts ou des variations de fréquence de quelques dixièmes de hertz.

Centrales nucléaires n'ayant subi aucun transitoire

Vingt-quatre centrales nucléaires n'ont subi aucun transitoire et n'ont à toute fin pratique détecté aucune perturbation sur le réseau ou étaient à l'arrêt au moment du transitoire.

Observations générales basées sur les constatations de la Phase I

Le SGN n'a trouvé aucun élément permettant d'affirmer que l'arrêt de centrales nucléaires américaines a déclenché la panne ou a contribué indûment (c.-à-d. outre l'arrêt prévu des centrales dans des conditions définies) à la propagation de cette panne. Dans la présente étude, il n'a découvert aucun problème de fonctionnement ou de matériel qui semble avoir causé le transitoire du 14 août 2003. Les neuf centrales qui ont subi un arrêt automatique du réacteur réagissaient aux conditions du réseau. C'est la puissance du transitoire qui a entraîné les génératrices, les turbines ou les systèmes de réacteur au seuil de protection et déclenché l'arrêt des centrales.

Les neuf centrales se sont arrêtées sous l'effet de ces conditions d'une manière conforme aux spécifications de conception et en toute sécurité. Les fonctions de sécurité ont été exécutées efficacement, sans trop de problèmes, et les centrales ont été maintenues dans une condition d'arrêt sûre jusqu'au redémarrage. Les centrales Fermi 2, Nine Mile 1, Oyster Creek et Perry ont été arrêtées par des fonctions de protection des turbines et des génératrices. Les centrales FitzPatrick, Ginna, Indian Point 2 et 3, et Nine Mile 2 ont été arrêtées par des fonctions de protection du réacteur.

Pendant la panne d'électricité, neuf centrales ont fait appel aux groupes électrogènes diesel de secours pour alimenter leurs omnibus de sécurité. L'alimentation externe des omnibus de sécurité a été rétablie après que le réseau eut été remis sous tension et que les opérateurs de centrale, de concert avec les opérateurs de réseau de transport,

eurent décidé que le réseau était stable. Bien que la centrale Oyster Creek se soit arrêtée, l'alimentation externe de ses omnibus de sécurité n'a jamais été perdue, et les groupes électrogènes diesel de secours n'ont pas démarré et ce, à juste titre. Une autre centrale, Davis-Besse, était déjà à l'arrêt, mais a perdu l'alimentation des omnibus associés à la sécurité. Ses groupes électrogènes diesel de secours ont démarré et ont alimenté les omnibus de sécurité tel que prévu.

Quant aux huit autres centrales arrêtées et à la centrale Davis-Besse (qui était déjà arrêtée avant les événements du 14 août), l'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sécurité a été rétablie après un délai allant d'environ 2 à environ 14 heures, la moyenne étant d'environ 7 heures. Bien que la centrale Ginna n'ait pas perdu l'alimentation externe, les opérateurs ont estimé que l'alimentation externe était instable et ont transféré l'alimentation des omnibus de sécurité aux groupes électrogènes diesel de secours. Le Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant en abordera les implications et élaborera des recommandations d'améliorations futures au cours de la Phase II de ses activités.

La reprise de la production d'électricité par les titulaires de permis suit un processus délibéré, commandé par les procédures de la centrale et les règlements de la NRC. Les centrales Ginna, Indian Point 2, Nine Mile 2 et Oyster Creek ont repris la production d'électricité le 17 août, les centrales FitzPatrick et Nine Mile 1, le 18 août, la centrale Fermi 2, le 20 août, la centrale Perry, le 21 août et la centrale Indian Point 3, le 22 août. La centrale Indian Point 3 avait des problèmes de matériel (épissures défectueuses dans le circuit d'alimentation du mécanisme d'entraînement des barres de contrôle) qui ont nécessité des réparations avant le redémarrage. La centrale Ginna a soumis à la NRC une demande spéciale d'application discrétionnaire des règlements pour pouvoir changer de mode et redémarrer malgré une pompe à eau d'alimentation auxiliaire inutilisable. La NRC a acquiescé à cette demande.

Conclusions du Sous-groupe sur le nucléaire canadien

Résumé

L'après-midi du 14 août 2003, une panne d'électricité généralisée a touché le sud de l'Ontario et le nordest des États-Unis. Onze centrales nucléaires en Ontario qui fonctionnaient à puissance élevée au moment de la panne ont automatiquement cessé de fonctionner, à cause de la perturbation du réseau, ou ont automatiquement réduit leur puissance en attendant le rétablissement du réseau. Par ailleurs, la centrale nucléaire Point Lepreau au Nouveau-Brunswick a dû réduire sa production d'électricité pendant une brève période.

Le Sous-groupe sur le nucléaire canadien a reçu le mandat suivant : examiner la chronologie des événements pour chaque centrale nucléaire canadienne; déterminer si un ou plusieurs événements ont causé la panne de courant ou y ont contribué; évaluer tout problème potentiel de sécurité découlant de la panne; évaluer l'effet, sur la sécurité et la fiabilité du réseau, des paramètres de conception des centrales nucléaires, de leurs procédures d'exploitation et des exigences réglementaires connexes; évaluer l'impact de l'intervention des organismes de réglementation et de leurs décisions.

En Ontario, onze réacteurs étaient en service et alimentaient le réseau au moment de la panne, soit quatre à la centrale Bruce B, quatre à la centrale Darlington et trois à la centrale Pickering B. De ces 11 onze réacteurs, sept ont cessé de fonctionner à la suite de l'événement (soit un à Bruce B, trois à Darlington et trois à Pickering B). Quatre réacteurs (trois à Bruce B et un à Darlington) se sont déconnectés de manière sûre du réseau, mais leur arrêt a été évité et ils ont pu alimenter le réseau ontarien dès que la connexion a été rétablie par l'IMO de l'Ontario.

La centrale Point Lepreau, d'Énergie Nouveau-Brunswick, a répondu à la perte du réseau en réduisant sa production à 460 MW, puis en revenant à des conditions entièrement stables à 16 h 35 HNE HAE, soit 25 minutes à peine après la panne. Le réseau d'Hydro-Québec (HQ) n'a pas été touché par la panne de courant, et la centrale nucléaire Gentilly 2, exploitée

par Hydro-Québec, a continué de fonctionner normalement.

Après avoir examiné les données d'exploitation de chaque centrale, la réponse des centrales à la panne et l'intervention du personnel d'exploitation pendant la panne, le SGN canadien SGN canadien conclut ce qui suit :

- Aucun des opérateurs de réacteur n'a constaté de signes avant coureurs de l'effondrement imminent du réseau.
  - Les données de tendance indiquaient des conditions stables jusqu'à quelques minutes avant l'événement.
  - Aucun avertissement préalable n'a été reçu de l'Independent Market Operator (IMO) de l'Ontario.
- Les centrales canadiennes n'ont pas déclenché la panne de courant, ni contribué à sa généralisation. Elles ont plutôt répondu de la manière prévue afin de protéger l'équipement et les systèmes des perturbations du réseau. Les données recueillies par les centrales confirment ce qui suit :
  - Aux réacteurs de Bruce B et Pickering B, les fluctuations de fréquence et/ou de tension réseau ont provoqué la déconnexion automatique des génératrices. Dans le cas des réacteurs où les génératrices sont demeurées opérationnelles, la puissance des réacteurs a été automatiquement réduite.
  - À la centrale Darlington, les oscillations de charge sur le réseau ont provoqué la réduction automatique de puissance des quatre réacteurs. Les génératrices ont par la suite été automatiquement déconnectées du réseau.
  - Trois réacteurs à Darlington et un réacteur à Darlington ont recommencé à fonctionner à 60 % de leur puissance. Ils ont ensuite pu alimenter le réseau sur les instructions de l'IMO.
  - Trois réacteurs à Darlington ont été placés dans l'état puissance zéro à chaud, et quatre réacteurs à Pickering B et un réacteur à Bruce B ont été placés dans l'état d'arrêt garanti.
- L'arrêt des réacteurs n'a présenté aucun risque pour la santé et la sécurité des travailleurs et du public.
  - Les systèmes de sécurité automatiques des turbines, des génératrices et des réacteurs ont fonctionné de la manière prévue en réponse à la perte du réseau.
  - Le personnel d'exploitation et la direction des centrales ont suivi les politiques et principes d'exploitation approuvés (PPE), en réponse à la perte du réseau. Les opérateurs et les superviseurs de quart ont, à chaque instant de l'événement, pris des décisions prudentes et appropriées afin de protéger la santé et la sécurité du personnel et de la population.

Le SGN canadien tient à féliciter le personnel d'Ontario Power Generation et de Bruce Power pour leur réponse réaction à la panne de courant. Pendant toute la durée de la panne, le personnel a agi selon les PPE établis et a adopté une approche prudente, appropriée aux circonstances, dans la prise des décisions.

Pendant son examen, le SGN canadien a également constaté les points secondaires suivants :

- Des problèmes d'équipement et des limitations de calcul inhérentes à Pickering B ont réduit temporairement l'efficacité de certaines barrières de sécurité multiples, bien que la défaillance de l'équipement ait été en deçà des objectifs de nondisponibilité prévus dans les PPE approuvés par la CCSN et qui font partie du permis d'Ontario Power Generation (OPG).
- Les PPE existants imposent des contraintes à l'utilisation des barres de compensation,en réponse aux événements nécessitant à une réduction rapide de la puissance du réacteur. Même si on avait prévu une plus grande souplesse dans l'utilisation des

barres de compensation, cela n'aurait pas empêché l'arrêt des réacteurs, mais certains réacteurs, notamment à Darlington, auraient pu se remettre à fonctionner moins d'une heure après l'événement déclencheur.

- Le courant de provenance extérieure n'a pas été disponible pour des périodes variables, allant d'environ trois heures à Bruce B à environ neuf heures à Pickering A. Malgré la grande priorité attribuée par l'IMO au rétablissement de l'alimentation des centrales nucléaires, celles-ci ont éprouvé certaines difficultés à obtenir de l'information actualisée sur l'état de la reprise du réseau et le rétablissement de l'alimentation de Classe IV. Cette information est importante pour la stratégie de réponse d'OPG et de Bruce Power.
- Les approbations réglementaires requises du personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) ont été obtenues rapidement et n'ont pas retardé le redémarrage des réacteurs. Toutefois, le personnel de la CCSN a été incapable d'activer sur-le-champ le Centre des mesures d'urgence de la CCSN en raison de la perte de l'électricité dans les bureaux de l'administration centrale. Par conséquent, il a établi, à partir d'autres endroits, les communications avec les titulaires de permis et la Nuclear Regulatory Commission des États-Unis.

Introduction

Au cours de la Phase I, la tâche principale du SGN canadien SGN a consisté à évaluer la réponse des centrales nucléaires à la panne du 14 août 2003. Des données ont été recueillies dans chaque centrale et analysées afin de déterminer les éléments suivants : la cause de la panne; les activités dans les centrales qui auraient pu être à l'origine de la panne ou y contribuer; les problèmes de sécurité importants, le cas échéant. Pour obtenir de chaque centrale nucléaire de l'information et des données fiables et comparables, on a élaboré un questionnaire afin d'aider chaque centrale à décrire comment elle a répondu aux transitoires du réseau du 14 août 2003. Au besoin, le SGN a obtenu de l'information additionnelle des sous-groupes sur l'électricité et sur la sécurité.

Les données d'exploitation de chaque centrale ont été comparées aux spécifications de conception des centrales afin de déterminer si les centrales avaient réagi de la manière prévue. D'après les réponses initiales des centrales au questionnaire; au besoin, des questions supplémentaires ont été élaborées, au besoin, afin de clarifier davantage certains points. L'Ontario Power Generation et Bruce Power ont fourni de l'information supplémentaire sur les caractéristiques de conception des centrales nucléaires ontariennes. Le SGN canadien a également consulté plusieurs des spécialistes dans divers domainesdu domaine, dont le personnel de la CCSN, afin de valider les réponses au questionnaire et d'en assurer une interprétation uniforme.

Caractéristiques de conception, d'exploitation et de protection des centrales nucléaires CANDU

Il y a vingt-deux réacteurs nucléaires CANDU au Canada. Vingt sont situés en Ontario dans cinq centrales multiréacteurs, soit les centrales Pickering A et Pickering B dans la municipalité de Pickering, la centrale Darlington située dans la municipalité de Clarington, ainsi que les centrales Bruce A et Bruce B situées près de Kincardine. Les deux autres sont des centrales CANDU monoréacteur : Gentilly 2 à Bécancour (Québec) et Point Lepreau (Nouveau-Brunswick).

À la différence des réacteurs à eau sous pression (REP) utilisés aux États-Unis, qui emploient de l'uranium enrichi et de l'eau ordinaire comme caloporteur-modérateur, le tout étant logé dans un seul appareil sous pression de grandes dimensions, un réacteur CANDU consomme du combustible fabriqué à partir d'uranium naturel, et de l'eau lourde comme caloporteur et modérateur. Le combustible et l'eau lourde pressurisée servant de caloporteur sont contenus dans des tubes de force, dont le nombre est compris entre 380 et 480, logés dans une calandre contenant l'eau lourde sous basse pression, qui sert de modérateur. La chaleur dégagée par le combustible est extraite par le caloporteur (eau lourde) qui circule dans les tubes de force, puis jusqu'aux chaudières pour produire de la vapeur à partir d'eau déminéralisée.

Bien que l'utilisation de combustible d'uranium naturel offre d'importants avantages aux points de vue sécurité et coûts d'exploitation, elle restreint la capacité des

réacteurs CANDU d'être remis en service après une importante réduction de puissance. En particulier, la réactivité plus faible du combustible à base d'uranium naturel signifie que les réacteurs CANDU sont conçus pour fonctionner avec un faible nombre de barres de contrôle (appelées « barres de compensation ») qui ne peuvent absorber une réduction de puissance que jusqu'à 60 %. Une réduction de puissance plus importante entraîne l'« empoisonnement » du réacteur, qui ne peut redevenir « critique » pendant au moins les deux jours suivants. À l'opposé, l'utilisation d'un combustible enrichi permet à un réacteur REP type de fonctionner avec un nombre important de barres de contrôle que l'on peut retirer pour absorber une réduction de puissance pouvant être totale.

Toutefois, une caractéristique unique de certaines centrales CANDU, nommément les centrales Bruce B et Darlington, est la capacité de maintenir le réacteur à 60 % de sa pleine puissance si la génératrice vient à se déconnecter du réseau, et de demeurer dans cet « état de préparation », au besoin, pendant plusieurs jours. Une fois reconnecté au réseau, le réacteur peut être chargé à 60 % de sa pleine puissance en quelques minutes, et retrouver sa pleine puissance en 24 heures.

Comme tous les autres réacteurs nucléaires, les réacteurs CANDU fonctionnent normalement à pleine capacité en continu, sauf pour les périodes de maintenance et d'inspection. Par conséquent, même s'ils constituent une source stable de production électrique de base, ils ne peuvent toutefois pas fournir une quantité additionnelle appréciable de courant en réponse à une augmentation soudaine de la demande. Les centrales nucléaires CANDU ne sont pas conçues pour « redémarrer à froid ». En d'autres mots, elles ne sont pas conçues pour fonctionner en l'absence de courant provenant du réseau.

Systèmes de distribution électrique

Les systèmes de distribution électrique dans les centrales nucléaires sont conçus pour répondre aux exigences élevées de sécurité et de fiabilité des systèmes nucléaires. À cette fin, on a recours à diverses techniques : agencement souple des systèmes d'omnibus, installation d'une capacité élevée de production électrique d'appoint, redondance abondante de l'équipement.

Quand une alimentation continue est requise, le courant provient soit de batteries (pour l'alimentation CC en continu, Classe I) ou à partir de convertisseurs (pour l'alimentation CA en continu, Classe II). Le courant alternatif de l'équipement de sécurité, qui peut accepter de brèves interruptions (de l'ordre de cinq minutes), est fourni par une alimentation de Classe III. Celle-ci est essentiellement fournie par une alimentation de Classe IV. Quand l'alimentation de Classe IV n'est plus disponible, les génératrices d'appoint sont mises en marche automatiquement et les charges déclenchant les mécanismes de sécurité sont détectées dans les cinq minutes suivant la perte de l'alimentation de Classe IV.

L'alimentation de Classe IV alimente en CA l'équipement et les systèmes du réacteur qui peuvent accepter des interruptions plus longues d'alimentation. L'alimentation de Classe IV peut être fournie soit par la génératrice au moyen d'un transformateur, soit à partir du réseau par un autre transformateur. L'alimentation de Classe IV n'est pas requise pour l'arrêt sûr des réacteurs.

Outre les quatre classes d'alimentation décrites cidessus, il existe une source additionnelle d'alimentation, soit l'alimentation électrique de secours (EPS, de l'anglais *Emergency Power System*). L'EPS est un système d'alimentation séparé comportant sa propre unité de production d'électricité sur place et comprenant des systèmes de distribution CA et CC dont l'alimentation est normalement de Classe III. Le système EPS alimente des charges de sécurité spécifiques à la suite d'incidents communs, comme les événements sismiques.

Caractéristiques de protection des centrales nucléaires CANDU

Les réacteurs CANDU sont habituellement pourvus de deux systèmes séparés, indépendants et différents, pour l'arrêt du réacteur, dans l'éventualité d'un accident ou de transitoires sur le réseau. Le Système d'arrêt d'urgence 1 (SAU 1) consiste à utiliser un grand nombre de barres de cadmium que l'on insère dans le cœur afin de diminuer le niveau de puissance par absorption de neutrons. Le Système d'arrêt d'urgence 2 (SAU 2) consiste à injecter sous haute pression du nitrate de gadolinium dans le

modérateur basse pression afin de diminuer le niveau de puissance par absorption de neutrons. Bien que la centrale Pickering A ne dispose pas d'un SAU 2 entièrement indépendant, elle est néanmoins pourvue d'un deuxième mécanisme d'arrêt, nommément la purge rapide du modérateur hors de la calandre. Cette purge réduit grandement la cadence de fission nucléaire, ce qui diminue la puissance du réacteur. En outre, des circuits déclencheurs additionnels et des barres d'arrêt ont récemment été ajoutés au réacteur 4 de Pickering A (système d'arrêt d'urgence amélioré, ou SAU-E). Les deux systèmes SAU 1 et SAU 2 sont capables de réduire la puissance du réacteur de 100 % à environ 2 % en quelques secondes suivant le déclenchement.

Caractéristiques d'évacuation de la chaleur produite par le combustible dans les centrales CANDU

Après la perte d'alimentation de Classe IV et l'arrêt du réacteur par l'activation des mécanismes SAU 1 et/ou SAU 2, une quantité importante de chaleur continue d'être générée dans le combustible du réacteur, à cause de la désintégration des produits de fission. La philosophie de conception des réacteurs CANDU consiste à assurer une défense en profondeur dans les systèmes d'évacuation de la chaleur.

Juste après le déclenchement des SAU et avant le rétablissement de l'alimentation de Classe III, la chaleur continue d'être évacuée du cœur du réacteur par circulation naturelle du fluide caloporteur dans le circuit principal du système caloporteur, après la purge des pompes principales du caloporteur (tout d'abord par thermosiphon, puis par écoulement induit par flottabilité intermittente). La chaleur est rejetée du circuit secondaire des générateurs de vapeur, via les soupapes d'évacuation de la vapeur dans l'atmosphère. Ce mode de fonctionnement peut être maintenu pendant plusieurs jours, avec un appoint d'eau d'alimentation fourni aux générateurs de vapeur par les pompes d'alimentation des générateurs de vapeur auxiliaires à alimentation de Classe III, sauf dans le cas de la centrale de Pickering B, ce dont nous traitons plus loin.

Si le circuit auxiliaire d'eau d'alimentation n'est plus disponible, deux autres systèmes, dont le courant provient du système EPS, alimentent en eau les générateurs de vapeur, nommément le système de refroidissement d'urgence des générateurs de vapeur et le système d'eau de service d'urgence. Enfin, le combustible est refroidi par un mécanisme distinct et indépendant de refroidissement du combustible consiste en un circuit de circulation forcée utilisant le système de refroidissement d'arrêt avec alimentation de Classe III. L'évacuation de la chaleur, vers les échangeurs de chaleur du circuit de refroidissement d'arrêt, se fait par les composants du système d'eau de service, à alimentation de Classe III.

Réponse des réacteurs CANDU à la perte du réseau

Réponse à la perte du réseau

En cas de déconnexion du réseau, l'alimentation requise pour l'arrêt sûr d'un réacteur et le maintien des systèmes essentiels est fournie par des batteries et des génératrices d'appoint. La réponse spécifique d'un réacteur, à la suite de sa déconnexion du réseau; dépend des caractéristiques propres du réacteur et de son état au moment de la panne.

Réacteur à la puissance 60 % : Tous les réacteurs CANDU sont conçus pour fonctionner à 60 % de leur pleine puissance après la perte du courant de provenance extérieure. Ils peuvent fonctionner à ce niveau pourvu que les chaudières puissent fournir de l'eau déminéralisée. Aux centrales Darlington et Bruce B, la vapeur peut être acheminée vers les condenseurs et recirculée vers les chaudières. À Pickering A et à Pickering B, la vapeur excédentaire est rejetée dans l'atmosphère, et donc la durée de fonctionnement dépend du stock disponible d'eau déminéralisée.

Réacteur à la puissance 0 % à chaud : Pour passer sans problème de 100 % à 60 % de puissance, plusieurs systèmes doivent réagir correctement et le fonctionnement en continu n'est pas garanti. Le réacteur peut être arrêté automatiquement par les systèmes de contrôle des processus ou par l'un ou l'autre des systèmes d'arrêt.

Si un réacteur s'arrête à la suite d'un rejet de charge, les sources de courant de Classe IV (provenant de la génératrice et du réseau) alimentant ce réacteur ne sont plus disponibles. Les pompes principales du caloporteur se déclenchent, ce qui se traduit par une perte de circulation forcée du caloporteur dans le cœur. La chaleur

de désintégration continue d'être éliminée par circulation naturelle (thermosiphon) vers les chaudières, et la vapeur produite dans cellesci est évacuée dans l'atmosphère par les soupapes d'évacuation de la vapeur. Le système caloporteur est maintenu à une température de 250 à 265 °C pendant la phase de thermosiphon. Les génératrices d'appoint démarrent automatiquement et rétablissent l'alimentation de Classe III pour les principaux systèmes de sécurité. La circulation forcée dans le système caloporteur est rétablie une fois l'alimentation de Classe III ou de Classe IV disponible.

Pendant l'arrêt du réacteur, la désintégration naturelle des produits de fission provoque l'accumulation temporaire d'éléments absorbeurs de neutrons, dans le combustible. Si le réacteur n'est pas remis en marche rapidement pour inverser ce processus naturel, il devient « empoisonné ». Une fois empoisonné, le réacteur ne peut pas être remis en service tant que les produits de fission ne se sont pas davantage désintégrés, processus qui prend d'habitude jusqu'à deux jours.

État d'arrêt garanti (GSS) avec surempoisonnement du réacteur : Si on décèle certains problèmes quand on examine l'état du réacteur après un transitoire important, le personnel d'exploitation refroidit et dépressurise le réacteur pour le placer dans l'état d'arrêt garanti (GSS – *Guaranteed Shutdown State*) avec empoisonnement du réacteur, en dissolvant du nitrate de gadolinium dans le modérateur. Le personnel de maintenance s'occupe ensuite de corriger le problème.

Remise en service après une perte du réseau

Nous décrivons dans les paragraphes suivants la remise en service d'un réacteur, après l'une des réponses cidessus à une perte du réseau. Il faut bien noter que cette description porte sur l'exploitation d'un seul réacteur. Compte tenu de la disponibilité de la maind'œuvre et de la nécessité de suivre les évolutions de la criticité (p. ex., amener le réacteur d'un état souscritique à un état critique), il n'est pas toujours possible de remettre plusieurs réacteurs en service en même temps dans les centrales multiréacteurs.

Réacteur à la puissance 60 % : Dans cet état, le réacteur peut être resynchronisé en fonction de la demande du système et la puissance, être augmentée progressivement jusqu'à sa pleine valeur, sur une période d'environ vingt-quatre 24 heures.

Réacteur à la puissance 0 % à chaud : Dans cet état, la turbine peut de nouveau fonctionner et le réacteur peut être synchronisé après environ deux jours d'empoisonnement. Le réacteur peut avoir été arrêté automatiquement par les systèmes de contrôle des processus ou par l'un ou l'autre des systèmes d'arrêt. La puissance peut alors être augmentée jusqu'à valeur élevée dans les vingt-quatre heures suivantes. Par la suite, on peut augmenter la puissance jusqu'à une certaine valeur au cours de la journée suivante. Ce délai de remise en marche ne comprend pas le temps requis pour les travaux de réparation et de maintenance qui peuvent s'avérer nécessaires pendant la panne.

État d'arrêt garanti (GSS) avec surempoisonnement du réacteur : Il faut environ deux jours pour placer le réacteur dans l'état d'arrêt garanti, après son arrêt. Une fois corrigée la condition qui a nécessité la mise à l'état d'arrêt garanti, la remise en service du réacteur consiste à retirer la garantie, à enlever le nitrate de gadolinium par un mécanisme d'échange ionique, à réchauffer le système caloporteur et enfin à synchroniser le réacteur avec le réseau. Ces activités de redémarrage prennent environ quatre jours. En tout, il faut six jours entre l'arrêt et la remise en service du réacteur, à partir de l'état d'arrêt garanti, ce délai excluant toute réparation qui peut être requise pendant que le réacteur est dans l'état d'arrêt garanti.

Résumé de la sécurité et de la réponse des centrales nucléaires à la panne de courant du 14 août

Quinze réacteurs nucléaires fonctionnaient au Canada dans l'après midi du 14 août 2003 : treize en Ontario, un au Québec et un au Nouveau-Brunswick. Des 13 réacteurs ontariens qui étaient dans l'état critique au moment de la panne, onze11 fonctionnaient à pleine puissance ou tout près, et deux à faible puissance (le réacteur 7 de Pickering B et le réacteur 4 de Pickering A). Les treize 13 réacteurs ontariens ont été déconnectés du réseau sous l'effet des perturbations constatées sur celui-ci. Sept des onze 11 réacteurs qui fonctionnaient à

puissance élevée ont cessé de fonctionner, tandis que les quatre autres fonctionnaient d'une manière planifiée qui leur ont permis de demeurer disponibles pour être reconnectés au réseau à la demande de l'IMO de l'Ontario. Des deux réacteurs ontariens qui fonctionnaient à faible puissance, le réacteur 4 de Pickering A a déclenché automatiquement ses systèmes de sécurité, et ceux du réacteur 7 de Pickering B ont été déclenchés manuellement, puis le réacteur a été arrêté. En outre, la centrale nucléaire Point Lepreau d'Énergie Nouveau-Brunswick a subi un transitoire qui a entraîné une réduction de puissance. La centrale nucléaire Gentilly 2 d'Hydro-Québec a continué de fonctionner normalement, car le réseau d'Hydro-Québec n'a pas été touché par la panne réseau.

Centrales nucléaires canadiennes ayant connu des transitoires importants

Centrale nucléaire Pickering. Située sur le rivage du lac Ontario, à Pickering, en Ontario, à 30 kilomètres à l'est de Toronto, la centrale nucléaire Pickering compte huit réacteurs nucléaires, chacun pouvant fournir 515 MW au réseau. Trois des quatre réacteurs de la centrale Pickering A (réacteurs 1 à 3) sont à l'arrêt depuis la fin de 1997. Le réacteur 4 a été remis en marche plus tôt cette année, après une remise à neuf importante, et il était en cours de mise en service au moment de la panne. À la centrale Pickering B, trois réacteurs fonctionnaient à 100 % ou tout près, juste avant l'événement, et le réacteur 7 était en cours de démarrage après une mise hors service planifiée pour travaux de maintenance.

Pickering A. Au moment de la panne, le réacteur 4 de Pickering A était en phase de mise en service et fonctionnait à 12 % de sa puissance, en vue d'être synchronisé au réseau. Le réacteur a automatiquement déclenché le SAU 1 en raison d'un débit de caloporteur bas provoqué par l'arrêt de pompes principales du circuit caloporteur, sous l'effet de la perte d'alimentation de Classe IV. La décision fut alors prise de mettre le réacteur 4 à l'état d'arrêt garanti. Ce réacteur a été synchronisé au réseau le 20 août 2003. Les réacteurs 1, 2 et 3 étaient en mode de fermeture temporaire.

Pickering B. Le système d'excitation de la génératrice du réacteur 5 est passé en mode de commande manuelle, en raison d'importantes oscillations de tension sur le réseau à 16 h 10 HNE HAE et la génératrice a été mise hors circuit à cause de la perte d'excitation à peu près une seconde plus tard (avant l'effondrement de fréquence sur le réseau). En réponse à la mise hors tension de la génératrice, les omnibus de Classe IV ont passé au transformateur du système et le réacteur a effectué une baisse contrôlée de puissance. Sous l'effet de l'effondrement de fréquence sur le réseau, le transformateur de service du système s'est déconnecté du réseau, ce qui s'est traduit par une perte totale de l'alimentation de Classe IV. Le réacteur a subséquemment déclenché le SAU 1 en raison d'un débit brut faible, suivi d'un déclenchement du SAU 2 en raison d'une différence de pression faible dans le cœur.

Le système d'excitation de la génératrice du réacteur 6 est également passé en contrôle manuel à 16 h 10 HAE, en raison des importantes oscillations de tension sur le réseau, et la génératrice est demeurée connectée au réseau en mode de commande manuelle de la tension. Environ 65 secondes après le début de la panne, la sousfréquence sur le réseau a causé le transfert de tous les omnibus de Classe IV au transformateur de service de la génératrice. Dix secondes plus tard, la génératrice s'est détachée du réseau. Cinq secondes plus tard, la génératrice a été mise hors circuit sur une perte d'excitation, ce qui a provoqué la perte totale de l'alimentation de Classe IV. Le réacteur a subséquemment déclenché le SAU 1 en raison d'un débit brut faible, suivi du déclenchement du SAU 2 en raison d'une différence de pression faible dans le cœur.

En phase de remise de service après un arrêt prévu pour travaux de maintenance, le réacteur 7 fonctionnait à 0,9 % de sa puissance au moment de la panne. Il n'a pas été mis hors circuit manuellement après la perte d'alimentation de Classe IV, conformément aux procédures, et il a été ramené à l'état d'arrêt garanti.

Le réacteur 8 a automatiquement effectué une baisse contrôlée de la puissance, dès le rejet de la charge. Cette baisse se serait normalement terminée à 20 % de la puissance, mais elle s'est poursuivie jusqu'à 2 %, en raison du faible niveau dans les chaudières. Le réacteur a subséquemment déclenché le SAU 1 en raison d'une pression faible dans les conduites d'alimentation de la chaudière, à cause d'un appariement erroné de puissance entre le réacteur et la turbine.

Les problèmes d'équipement suivants ont été constatés : À Pickering, les pompes du système d'injection de fluide de refroidissement d'urgence haute pression (HPECIS) sont conçues pour fonctionner avec du courant de Classe IV. En raison de l'arrêt de tous les réacteurs, les systèmes HPECIS de Pickering A et de Pickering B ont été inutilisables pendant environ 5,5 heures. (Le permis d'exploitation des centrales de Pickering A et B permet la non-disponibilité du système HPECIS pour une période d'au plus 8 heures par année. Il s'agissait de la première nondisponibilité de l'année.) En outre, le rétablissement du système d'eau de service haute pression d'urgence pour tous les réacteurs de Pickering B a été retardé en raison de la pression d'aspiration basse sur les pompes de ce système. Les opérateurs ont dû intervenir manuellement pour remettre en service quelquesunes des pompes.

Les réacteurs ont été synchronisés avec le réseau dans l'ordre suivant : Réacteur 8 le 22 août, réacteur 5 le 23 août, réacteur 6 le 25 août, réacteur 7 le 29 août.

Centrale nucléaire Darlington. Située sur les rives du lac Ontario dans la municipalité de Clarington, à 70 kilomètres à l'est de Toronto, la centrale nucléaire Darlington compte quatre réacteurs. Le permis d'exploitation des quatre réacteurs prévoit le fonctionnement à puissance 100 % et chaque réacteur peut fournir environ 880 MW au réseau.

Le réacteur 1 a automatiquement effectué un recul rapide à 60 % de sa puissance dès le rejet de charge survenu à 16 h 12 HAE. L'approbation par le superviseur de quart de retirer automatiquement les barres de compensation n'a pu être accordée en raison du peu de temps dont il disposait pour effectuer la vérification des systèmes conformément à la procédure. La baisse de pression de la vapeur et de fréquence des turbines a ensuite requis le déclenchement manuel du SAU 1 du réacteur, selon la procédure en cas de perte d'alimentation de Classe IV. Le Ce déclenchement s'est produit à 16 h 24 HAE, et a été suivi du déclenchement manuel des turbines en raison de préoccupations au sujet de la sousfréquence.

Tout comme le réacteur 1, le réacteur 2 a automatiquement effectué un recul rapide de puissance dès le rejet de charge à 16 h 12 HAE. L'approbation par le superviseur de quart n'a pas eu suffisamment de temps pour terminer la vérification des systèmes. Compte tenu de la diminution de la pression de vapeur et de la fréquence des turbines, la décision fut prise d'arrêter le réacteur 2. À cause de la sous-fréquence du courant alimentant les pompes principales du circuit caloporteur primaire, on a déclenché manuellement les systèmes de protection de la turbine, ce qui a provoqué le déclenchement du SAU 1 à 16 h 28 HAE.

Le réacteur 3 a enregistré un rejet de charge à 16 h 12 HAE, et pendant la phase de recul rapide de la puissance, le réacteur 3 a été en mesure de poursuivre son fonctionnement, la vapeur étant dirigée vers les condenseurs. Une fois terminées les vérifications des systèmes, l'approbation de placer les barres de compensation en mode automatique a été obtenue à temps pour ramener le réacteur à 59 % de sa puissance. Le réacteur a pu être resynchronisé avec le réseau.

Le réacteur 4 a enregistré un rejet de charge à 16 h 12 HAE, et il a fallu déclencher manuellement le SAU 1 de la turbine, en raison de la perte de l'alimentation sur l'omnibus de Classe II. Cet événement a été suivi du déclenchement manuel de la turbine.

Les problèmes d'équipement suivants ont été constatés : le déclenchement du convertisseur de l'alimentation de Classe II du réacteur 4, sur l'omnibus A3, et la perte subséquente des charges critiques ont empêché la reprise du réacteur. L'alimentation de l'omnibus B135 du système d'alimentation d'urgence du réacteur a été perdue jusqu'à ce que l'alimentation de Classe III soit rétablie. (Le remplacement prévu de la batterie d'accumulateurs B135 était en cours au moment de la panne.)

Les réacteurs ont été synchronisés avec le réseau dans l'ordre suivant : réacteur 3 à 22 h HAE le 14 août 2003, réacteur 2 le 17 août 2003, réacteur 1 le 18 août 2003 et réacteur 4 le 18 août 2003.

Bruce Power. Située sur la rive est du lac Huron entre Kincardine et Port Elgin, en Ontario, la centrale Bruce, compte huit réacteurs. Les réacteurs 5 à 8 peuvent produire 840 MW chacun. Ils fonctionnent actuellement à 90 % de leur pleine puissance en raison des conditions imposées par la Commission canadienne de sûreté

nucléaire (CCSN) dans les permis. Les réacteurs 1 à 4 étaient à l'arrêt depuis le 31 décembre 1997. Les réacteurs 3 et 4 étaient en phase de remise en service.

Bruce A. Même si ces réacteurs étaient à l'état d'arrêt garanti, leurs systèmes de sécurité ont été déclenchés manuellement, conformément aux procédures d'exploitation. Le SAU 1 a été déclenché manuellement sur les réacteurs 3 et 4, conformément aux procédures en cas de perte d'alimentation de Classe IV. Une fois l'alimentation de la centrale stabilisée, le SAU 1 a été réenclenché sur les deux réacteurs. Le système de transfert d'urgence a fonctionné de manière prévue, les génératrices d'appoint de Classe III assurant les charges électriques de la centrale. Les génératrices diesel qualifiées, récemment installées, ont reçu un signal de mise en marche et étaient disponibles pour fournir les charges d'urgence, le cas échéant.

Bruce B. Les réacteurs 5, 6, 7 et 8 ont connu un rejet de production initial et les quatre réacteurs sont subséquemment passés en mode de recul rapide de la puissance. Toutes les génératrices se sont détachées du réseau en raison d'une sousfréquence, à 16 h 12 HAE. Les réacteurs 5, 7 et 8 ont fonctionné à 60 % de leur pleine puissance et étaient immédiatement disponibles pour être reconnectés au réseau.

Même si le réacteur 6 a initialement survécu à la perte du réseau, son SAU 1 a été déclenché à cause d'une marge insuffisante de neutrons par rapport à la puissance (NOP, de l'anglais *Neutron Over Power*). Cet événement s'est produit pendant le retrait du bloc 3 des barres de compensation, afin de compenser le transitoire de xénon, ce qui s'est traduit par la perte d'alimentation de Classe IV.

Les problèmes d'équipement suivants ont été relevés : le 13 août 2003, on a signalé le mauvais fonctionnement d'une barre de compensation du réacteur 6; l' réacteur 6 a enregistré une fuite sur la canalisation d'eau de recirculation haute pression, ainsi qu'une perte dans la boucle d'eau déminéralisée en circuit fermé, alimentant le système d'alimentation en eau d'urgence.
Les réacteurs ont été synchronisés avec le réseau dans l'ordre suivant : réacteur 8 à 19 h 14 HAE le 14 août 2003, réacteur 5 à 21 h 04 HAE le 14 août 2003 et réacteur 7 à 21 h 14 HAE le 14 août 2003. Le réacteur 6 a été resynchronisé à 2 h 03 HAE le 23 août 2003, après des travaux de maintenance.

Centrale nucléaire Point Lepreau. La centrale nucléaire Point Lepreau est située sur les rives de la Baie de Fundy, sur la péninsule Lepreau, à 40 kilomètres au sud-ouest de Saint John (Nouveau-Brunswick). Elle ne compte qu'un seul réacteur CANDU 6, dont la puissance brute nominale est de 680 MW. Elle appartient à Énergie Nouveau-Brunswick, qui en est l'exploitant.

La centrale Point Lepreau fonctionnait à 91,5 % de la pleine puissance (610 MWe) au moment de la panne. Quand celle-ci est survenue, le réacteur a répondu aux variations de la fréquence réseau selon ce qui était prévu. L'impact net a été un fléchissement à court terme de 140 MW de la puissance produite, la puissance du réacteur demeurant constante et l'énergie thermique excédentaire étant rejetée par l'intermédiaire des soupapes d'évacuation de vapeur du réacteur. Pendant les 25 secondes qu'a duré l'événement, le stabilisateur du réacteur a fonctionné à maintes reprises pour amortir les oscillations de vitesse de la turbogénératrice qui étaient provoquées par les variations de fréquence réseau. Moins de 25 minutes après le début de l'événement, la turbogénératrice était rechargée à 610 MW. Compte tenu de la nature de la panne, il n'y a eu aucune observation imprévue sur le réseau d'Énergie Nouveau-Brunswick ou à la centrale Point Lepreau, pendant le transitoire qui a suivi.

Centrales nucléaires canadiennes n'ayant pas subi de transitoire

Centrale nucléaire Gentilly 2. Hydro-Québec possède et exploite la centrale nucléaire Gentilly 2, située sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, devant la ville de TroisRivières (Québec). La centrale Gentilly 2 peut fournir environ 675 MW au réseau d'Hydro-Québec. Le réseau d'Hydro-Québec n'a pas été touché par la panne de courant, et la centrale Gentilly 2 a continué de fonctionner normalement.

Observations générales fondées sur les conclusions de la Phase I

Après examen des données fournies par les centrales nucléaires canadiennes, le Sous-groupe sur le nucléaire conclut ce qui suit :

- Aucun des opérateurs de réacteur n'a constaté de signes avant coureurs de l'effondrement imminent du réseau.
- Les centrales canadiennes n'ont pas déclenché la panne de courant, n'ont contribué à sa généralisation.
- L'arrêt simultané de plusieurs réacteurs n'a présenté aucun risque pour la santé et la sécurité des travailleurs et du public. Les systèmes automatiques de sécurité des turbogénératrices et des réacteurs ont fonctionné de la manière prévue. (Voir le tableau 7.2 qui présente un résumé de la chronologie des événements ayant mené à l'arrêt des centrales).

Le SGN a également constaté les problèmes secondaires suivants :

- Des problèmes d'équipement et des limitations de calcul inhérentes à Pickering B ont réduit temporairement l'efficacité de certaines barrières de sécurité multiples, bien que la défaillance de l'équipement ait été en deçà des objectifs de non-disponibilité prévus dans les PPE approuvés par la CCSN et qui font partie du permis d'OPG.
- Les PPE existants imposent des contraintes à l'utilisation des barres de compensation, en réponse aux événements nécessitant une réduction rapide de la puissance du réacteur. Si on avait prévu une plus grande souplesse dans l'utilisation des barres de compensation, cela n'aurait pas empêché l'arrêt des réacteurs, mais certains réacteurs, notamment à Darlington, auraient pu se remettre à fonctionner moins d'une heure après l'événement déclencheur.
- Le courant de provenance extérieure n'a pas été disponible pour des périodes variables, allant d'environ trois heures à Bruce B à environ neuf heures à Pickering A. Malgré la grande priorité attribuée par l'IMO au rétablissement de l'alimentation des centrales nucléaires, celles-ci ont éprouvé certaines difficultés à obtenir de l'information actualisée sur l'état de la reprise du réseau et le rétablissement de l'alimentation de Classe IV. Cette information est importante pour la stratégie de réponse d'OPG et de Bruce Power.
- Les approbations réglementaires requises du personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) ont été obtenues rapidement et n'ont pas retardé le redémarrage des réacteurs. Toutefois, le personnel de la CCSN a été incapable d'activer sur-le champ le Centre des mesures d'urgence de la CCSN en raison de la perte d'électricité aux bureaux de l'administration centrale. En conséquence, il a établi les communications avec les titulaires de permis et avec la NRC des États-Unis à partir d'autres endroits.

Tableau 7.2 Résumé de la chronologie des événements ayant mené à l'arrêt des centrales canadiennes

					Réponse à l'événement			
Centrale	N° de réacteur	État de fonctionnement au moment de la panne			Réduction de puissance à 60 % disponible pour alimenter le réseau	Mise hors circuit de turbine	Arrêt d'urgence de réacteur	
		Pleine puiss.	Démarr.	Hors service			SAU 1	SAU 2
Centrale Pickering	1			√			a	
	2			√				
	3			√				
	4		√				√	b
	5	√					√	√
	6	√					√	√
	7		√				√	
	8	√					√	
Centrale Darlington	1	√				√	√	
	2	√				√	√	
	3	√			√			
	4	√				√	√	
Centrale Bruce Power	1			√				
	2			√				
	3			√			√	
	4			√			√	
	5	√			√			
	6	√					√	
	7	√			√			
	8	√			√			

[a] Le réacteur 1 de la centrale Pickering a été mis hors circuit par configuration d'omnibus immédiatement avant l'incident qui a produit une perte temporaire d'alimentation de Classe II.

[b] Le réacteur 7 de Pickering A a aussi été mis hors circuit par le SAU-E.

Remarques : Le réacteur 7 de la centrale Pickering B fonctionnait à basse puissance, en régime de réchauffement avant la reconnexion au réseau après un arrêt de maintenance. Le réacteur 4 de Pickering A produisait à faible puissance dans le cadre de la remise en service du réacteur après la remise à neuf exhaustive exécutée depuis l'arrêt de 1997.

8. Aspects de sécurité physique et cybernétique de la panne

Sommaire

L'objectif du Sous-groupe sur la sécurité consiste à déterminer si un événement cybernétique d'origine malveillante pourrait avoir causé la panne d'électricité du 14 août 2003, ou y avoir contribué d'une façon ou d'une autre. À ce jour, l'analyse ne montre aucune preuve indiquant que des acteurs malveillants auraient été à l'origine de la panne d'électricité, ou encore qu'ils y auraient joué un rôle. Le Sous-groupe prend acte des rapports mentionnant qu'Al-Qaeda revendique la responsabilité de la panne d'électricité du 14 août 2003. Cependant, ces revendications ne correspondent pas aux constatations actuelles du Sous-groupe. De plus, il n'y a ni preuves ni renseignements à l'effet que des virus et des vers informatiques omniprésents dans Internet durant la panne auraient eu un quelconque impact sur les systèmes de production et de distribution d'électricité. À ce jour, le Sous-groupe a, dans le cadre de son analyse, mis à jour certaines inquiétudes concernant : une défaillance éventuelle des logiciels d'alarme; des problèmes de liaisons entre le logiciel de commande et d'acquisition de données; ainsi que l'absence d'un système ou d'une procédure qui aurait permis à certains opérateurs de bien voir l'état des réseaux d'électricité à l'extérieur de leur contrôle immédiat.

D'autres cueillettes et analyses des données doivent être entreprises par le Sous-groupe, dans le but de vérifier les constatations détaillées dans le rapport provisoire et d'étudier plus à fond les aspects de sécurité cybernétique de la panne d'électricité. Le résultat de l'analyse des causes primaires effectuée par le Sous-groupe sur l'électricité servira à décider de la direction que prendra ce travail. Le Sous-groupe sur la sécurité étudiera dans une perspective de sécurité les événements cybernétiques importants au fur et à mesure qu'ils seront relevés par le Sous-groupe sur l'électricité.

Mandat et portée des travaux du Sous-groupe sur la sécurité

Il est généralement reconnu que la confiance grandissante accordée à la technologie de l'information (TI) par les secteurs des infrastructures essentielles, y compris celui de l'énergie, a augmenté la vulnérabilité de ces systèmes aux perturbations causées par des moyens cybernétiques. La capacité d'exploiter ces vulnérabilités a été démontrée en Amérique du Nord. Le Sous-groupe sur la sécurité a été établi afin d'examiner les aspects cybernétiques de la panne d'électricité du 14 août 2003. Il est formé d'experts en sécurité physique et cybernétique en provenance des gouvernements des États-Unis et du Canada, des gouvernements des états et des provinces ainsi que d'instances locales. Le Sous-groupe a cherché à déterminer le rôle éventuel qu'aurait pu jouer un événement cybernétique malveillant lors de la panne d'électricité du 14 août 2003. Aux fins de son travail, le Sous-groupe a défini un « événement cybernétique malveillant » comme étant une manipulation de données, de logiciels ou de matériel à des fins délibérées de perturbation des réseaux de commande et de prise en charge de la production et de la distribution de l'électricité.

Le Sous-groupe sur la sécurité collabore étroitement avec les services de police, de renseignement et de sécurité intérieure des États-Unis et du Canada en vue de déterminer le rôle possible d'acteurs malveillants dans la panne d'électricité. À ce jour, une des premières activités a été de recueillir et d'étudier les renseignements disponibles qui pourraient avoir un lien avec la panne d'électricité du 14 août 2003.

Le Sous-groupe sur la sécurité collabore aussi avec l'industrie de l'énergie dans le but d'étudier les réseaux cybernétiques qui commandent la production et la distribution d'électricité, la sécurité physique des biens cybernétiques, les politiques et les procédures cybernétiques ainsi que le fonctionnement des infrastructures de prise en charge – comme les réseaux de communication et la production d'énergie de secours qui facilitent le fonctionnement normal des ressources

cybernétiques – pour déterminer si le fonctionnement de ces réseaux a été touché par une activité malveillante. La cueillette de renseignements à l'égard de ces pistes de recherche se poursuit.

Le Sous-groupe sur la sécurité coordonne ses efforts avec ceux des autres sous-groupes, et il y a une grande interdépendance entre les résultats et les constatations de chaque sous-groupe. Son accent initial est mis sur les opérations cybernétiques des entreprises des États-Unis, telles qu'identifiées par le Sous-groupe sur l'électricité, touchées dès les premiers instants de la panne d'électricité. Le résultat de l'analyse du Sous-groupe sur l'électricité servira à cerner les événements clés qui ont pu causer la panne d'électricité ou y contribuer. Le Sous-groupe sur l'électricité étudiera dans une perspective de sécurité les événements cybernétiques importants au fur et à mesure qu'ils seront cernés. Même en limitant notre analyse aux seules entreprises et entités identifiées par le Sous-groupe sur l'électricité comme pertinentes à l'analyse du Sous-groupe sur la sécurité, la quantité de renseignements à analyser est considérable.

L'étude des aspects physiques non cybernétiques des infrastructures essentielles, dans le cas de la panne d'électricité du 14 août 2003, ne fait pas partie du mandat du Sous-groupe sur la sécurité. Néanmoins, si une violation de la sécurité physique non liée aux dimensions cybernétiques des infrastructures est portée à l'attention du Sous-groupe au cours des travaux du Groupe de travail, il effectuera les analyses nécessaires.

L'analyse des impacts en cascade de la panne de courant sur les autres secteurs des infrastructures essentielles ne fait pas non plus partie du mandat du Sous-groupe sur la sécurité. Le Bureau de la protection des infrastructures essentielles et de la protection civile (BPIEPC) du Canada et le Department of Homeland Security (DHS) des États-Unis se penchent sur ces problèmes, mais sans les aborder dans le même contexte que le Sous-groupe. Le Sous-groupe coordonne étroitement ses efforts avec ces organismes.

Sécurité cybernétique dans le secteur de l'électricité

La production et la distribution de l'électricité ont été, et continuent d'être, des cibles pour des groupes et des individus malveillants dont le but est de perturber le réseau d'énergie électrique. Même des attaques qui ne ciblent pas directement le secteur de l'électricité peuvent avoir des effets perturbateurs sur les opérations des réseaux électriques. De nombreux codes d'attaque malveillants, en raison de leur nature même, sont non discriminants et ont tendance à interférer avec des opérations prises en charge par des applications vulnérables. Un tel incident est survenu en janvier 2003 lorsque le ver informatique « Slammer » a éteint les ordinateurs de surveillance de la centrale nucléaire de la FirstEnergy Corporation située à Davis-Besse. Un rapport subséquent du North American Electric Reliability Council (NERC) a conclu que l'infection, sans pour autant avoir provoqué une panne d'électricité, a paralysé les commandes de fonctionnement d'autres services d'électricité. Le rapport figure dans le site Web http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/news/2003/03-108.html.

Cet exemple, parmi d'autres, met en évidence la vulnérabilité accrue des secteurs d'infrastructures essentielles de l'Amérique du Nord, y compris le secteur de l'énergie, face à des perturbations cybernétiques. Les réseaux SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) préoccupent particulièrement les gouvernements des États-Unis et du Canada. Ces réseaux utilisent des ordinateurs et des applications qui effectuent un grand nombre de fonctions dans nombre d'industries. Dans les centrales électriques, les réseaux SCADA comprennent la télésurveillance d'état et de commande ainsi que les Système de gestion d'énergie (SGE), les relais de protection et la commande automatique de la production. Les réseaux SCADA ont été mis en œuvre dans le but de maximiser la fonctionnalité et l'interopérabilité, sans porter grande attention à la sécurité cybernétique. Ces réseaux, dont plusieurs ont été conçus pour un fonctionnement isolé, se retrouvent maintenant directement ou indirectement reliés à l'Internet, pour raisons d'affaires et d'exploitation. Par exemple, dans certains cas, il peut être nécessaire que des employés surveillent à distance les réseaux SCADA. Cependant, raccorder les réseaux SCADA à un réseau d'ordinateur

accessible à distance peut présenter des risques pour la sécurité. Ces risques incluent la compromission de l'information d'exploitation vulnérable et la menace d'un accès non autorisé aux mécanismes de commande des réseaux SCADA.

La sécurité a toujours constitué une priorité pour le secteur de l'électricité en Amérique du Nord; cependant, elle l'est encore plus maintenant. Les exploitants des réseaux électriques sont conscients de l'arrivée de nouveaux types de menaces qui accroissent les risques, et ils ont pris des mesures nécessaires à l'amélioration de la sécurité. Le Critical Infrastructure Protection Advisory Group du NERC étudie les moyens d'améliorer la sécurité physique et cybernétique du réseau électrique nord-américain. Ce groupe est formé d'experts des industries canadiennes et américaines des secteurs de la sécurité cybernétique, de la sécurité physique et de la sécurité des opérations. La conception d'un programme national SCADA est présentement à l'étude aux États-Unis en vue d'améliorer la sécurité physique et cybernétique de ces systèmes de commande. Le Groupe de travail sur les infrastructures essentielles de l'Association canadienne de l'électricité étudie également des mesures semblables.

Cueillette et analyse de renseignements

En plus d'analyser les renseignements obtenus lors d'entrevues avec les intervenants, les transcriptions de conversations téléphoniques, les renseignements provenant des services de police et des services de renseignements et de sécurité intérieure, ainsi que d'autres documents de travail du Sous-groupe sur l'électricité, le Sous-groupe sur la sécurité cherchera aussi à étudier et à analyser d'autres sources de données sur les opérations cybernétiques des entreprises des États-Unis, telles que relevées par le Sous-groupe sur l'électricité, touchées dès les premiers instants de la panne d'électricité. Ces renseignements comprennent les données des journaux d'événements des routeurs, des systèmes de détection d'intrusion, des pare-feu, des SGE, des journaux d'événements de gestion des changements et des équipements de sécurité physique. Ces renseignements sont actuellement recueillis en collaboration avec le secteur privé tout en tenant compte de leur protection contre une éventuelle divulgation en raison de préoccupations relatives à la propriété ou à la sécurité nationale.

Le Sous-groupe sur la sécurité est divisé en six sous-équipes pour l'étude des différents éléments de la présente recherche : Analyse cybernétique, Analyse des renseignements, Analyse physique, Politiques et procédures, Infrastructure de soutien et Liens avec les causes primaires. Le Sous-groupe s'est lui-même organisé de façon à créer une approche holistique pour étudier chacun des domaines principaux de préoccupation en ce qui a trait aux vulnérabilités du réseau électrique. Cette structure en sous-équipes confère au Sous-groupe un cadre plus global qui lui permet d'enquêter pour découvrir si une activité malveillante est à l'origine de la panne d'électricité du 14 août 2003, au lieu d'analyser séparément chaque domaine de préoccupation. Chacune des sous-équipes est formée d'experts en la matière (EM) provenant des milieux gouvernemental, industriel et universitaire qui se livrent à une analyse étendue et en profondeur de sorte que le Sous-groupe puisse atteindre ses objectifs. Un aperçu détaillé de la structure de chaque sous-équipe et des activités prévues et terminées, est présenté ci-dessous.

Analyse cybernétique

La sous-équipe d'analyse cybernétique est dirigée par le Centre de coordination du CERT® (CC/CERT) de la Carnegie Mellon University et par la Gendarmerie royale du Canada (GRC). L'analyse et l'étude des supports électroniques des réseaux informatiques où les communications en ligne se produisent sont au centre du travail de cette équipe. Elle étudie ces réseaux pour déterminer s'ils ont été utilisés avec malveillance afin de provoquer ou de contribuer à la panne du 14 août 2003. Elle étudie particulièrement la topologie cybernétique existante, les journaux d'événements cybernétiques et les journaux d'événements des SGE. L'équipe mène aussi des entrevues avec des fournisseurs afin de repérer les failles et les vulnérabilités des systèmes. La sous-équipe recueille, traite et met en rapport ces données pour déterminer si une attaque cybernétique malveillante a été directement ou indirectement responsable de la panne.

Cette sous-équipe a pris un certain nombre de mesures durant les dernières semaines, y compris l'étude des normes de fiabilité du NERC afin de mieux comprendre la position de l'industrie de la production d'énergie électrique en ce qui concerne la sécurité. De plus, la sous-

équipe a participé à des réunions à Baltimore, au Maryland, les 22 et 23 août 2003. Ces réunions ont donné l'occasion aux experts des questions cybernétiques et aux experts de l'industrie de l'énergie électrique de comprendre les détails nécessaires à la poursuite d'une enquête. La demande de rétention des données cybernétiques a été effectuée durant cette réunion.

Des membres de la sous-équipe ont aussi participé à la réunion d'instruction du NERC/Department of Energy (DOE) tenue à Newark, au New Jersey, le 8 septembre 2003. Chaque entreprise touchée par la panne a répondu à une série de questions relatives à la panne. La réunion a permis d'obtenir une meilleure compréhension de ce qu'a vécu chaque entreprise avant, pendant et après la panne. De plus, les membres de la sous-équipe ont participé à des entrevues avec les opérateurs de la salle de commande de FirstEnergy, les 8 et 9 octobre 2003 et de Cinergy, le 10 octobre 2003. Ces entrevues ont permis de cerner plusieurs aspects clés qui feront l'objet de discussions futures.

La sous-équipe d'analyse cybernétique continue à approfondir sa compréhension des événements du 14 août 2003. Les analyses ultérieures seront conduites d'après l'information reçue de la sous-équipe d'analyse des causes primaires du Sous-groupe sur l'électricité et porteront sur les éléments suivants :

- la tenue d'entrevues supplémentaires avec les opérateurs de salle de commande et le personnel de la TI des entreprises clés touchées par la panne;
- la tenue d'entrevues avec les opérateurs et le personnel de la TI responsables de l'Interchange Distribution Calculator System du NERC (certains rapports portent à croire que ce réseau n'a peut-être pas été disponible durant la panne);
- la tenue d'entrevues avec des fournisseurs clés des SGE;
- l'analyse des configurations des routeurs, des pare-feu, des systèmes de détection d'intrusion et d'autres périphériques de réseau pour obtenir une meilleure compréhension des faiblesses éventuelles des défenses cybernétiques des systèmes de commande;
- l'analyse des journaux d'événements et d'autres renseignements pour détecter des signes d'activités non autorisées.

Analyse des renseignements

La sous-équipe d'analyse des renseignements est dirigée par le DHS et la GRC qui collaborent étroitement avec les services de police, de renseignements et de sécurité intérieure des gouvernements fédéraux, des états et des provinces ainsi qu'avec les instances locales pour évaluer si la panne d'électricité serait le résultat d'une attaque malveillante. L'analyse préliminaire ne prouve nullement que des acteurs (individus ou organisations) malveillants ont causé la panne d'électricité du 14 août 2003 ou ont contribué à la causer. De plus, la sous-équipe n'a pas trouvé d'indices de dommages volontaires infligés aux centrales énergétiques et aux lignes de distribution le jour de la panne, et il n'y a aucun rapport qui indique que la panne d'électricité a été causée par une attaque des réseaux informatiques.

Les autorités gouvernementales des États-Unis et du Canada fournissent au besoin les renseignements faisant état d'une menace à leur secteur de l'énergie respectif. Aucun rapport des services de renseignements ne fait état de plans ou d'opérations terroristes contre les infrastructures de l'énergie avant, pendant ou après la panne. Des renseignements de nature générale faisant état d'une menace envers le secteur ont toutefois été transmis à l'industrie de l'énergie nord-américaine par des agences gouvernementales des États-Unis et du Canada, à la fin de juillet 2003. Ces renseignements indiquaient que le réseau Al-Qaeda pourrait tenter une attaque en provoquant des explosions contre des installations pétrolières, des centrales énergétiques ou des centrales nucléaires de la côte Est des États-Unis durant l'été 2003. Le type d'attaque physique décrite dans le rapport à l'origine de cet avertissement ne correspond pas aux événements qui ont causé la panne d'électricité puisqu'il n'y a aucune indication d'un événement cinétique avant, pendant ou immédiatement après la panne d'électricité du 14 août 2003.

Nonobstant les indications précédentes qu'aucune activité terroriste n'aurait causé la panne d'électricité, Al-Qaeda en a publiquement revendiqué la responsabilité.

- **Le 18 août 2003** : Al-Hayat, un organe de presse égyptien, a publié des extraits d'un communiqué attribué à Al-Qaeda. Al-Hayat a déclaré avoir obtenu le communiqué du site Web de l'International Islamic Media Center. Le contenu du communiqué soutient que les « brigades d'Abu Fahes Al Masri ont frappé deux centrales électriques principales approvisionnant l'Est des États-Unis ainsi que des villes industrielles importantes des États-Unis et du Canada, son voisin et allié dans la guerre contre l'Islam (New York et Toronto) ». En outre, l'opération « a été effectuée sous les ordres d'Oussama ben Laden de frapper les piliers de l'économie américaine » et constitue « la réalisation d'une promesse de ben Laden d'offrir un cadeau au peuple iraquien ». Le communiqué ne précise pas la façon dont le sabotage a été effectué, mais donne des détails sur les dommages causés à l'économie américaine dans les secteurs des finances, des transports, de l'énergie et des télécommunications.

Des revendications et des commentaires additionnels sur la panne d'électricité ont été publiés dans divers organes de presse du Moyen-Orient.

- **Le 26 août 2003** : Un quotidien conservateur iranien a publié un commentaire à l'égard du potentiel de la technologie des ordinateurs en tant qu'outil pour attaquer les infrastructures qui dépendent des réseaux informatiques, particulièrement les entreprises de distribution d'eau et d'électricité, de transport public, les associations corporatives et les entreprises « supranationales » des États-Unis.

- **Le 4 septembre 2003** : Un participant islamiste à un forum djihadiste dans un cybersalon a déclaré que des cellules terroristes dormantes associées à Al-Qaeda ont utilisé la panne d'électricité comme couverture pour infiltrer les États-Unis à partir du Canada.

Cependant, ces revendications, telles qu'elles ont été rapportées, ne correspondent pas aux constatations actuelles du Sous-groupe sur la sécurité. Elles ne correspondent pas non plus au récent témoignage du Federal Bureau of Investigation (FBI) devant les membres du Congrès. Larry A. Mefford, adjoint administratif au directeur, responsable des programmes de lutte contre le terrorisme et de contre-espionnage du FBI a témoigné, le 4 septembre 2003, devant le Congrès des États-Unis : « Jusqu'à maintenant, nous n'avons découvert aucune preuve indiquant que la panne d'électricité était le résultat d'une activité de terroristes internationaux ou nationaux ni d'une autre activité criminelle. » (traduction) Il a aussi déclaré : « Le FBI n'a reçu aucune menace crédible particulière récente contre les réseaux électroniques aux États-Unis et la revendication d'avoir provoqué la panne d'électricité faite par la brigade d'Abu Hafs al-Masri n'est rien d'autre qu'illusoire. Nous ne possédons aucune information qui confirme l'existence réelle de ce groupe. » (traduction) Les déclarations de M. Mefford figurent dans le site Web http://www.fbi.gov/congress/congress03/mefford090403.htm.

Selon les évaluations actuelles, des terroristes et des acteurs malveillants ont la capacité de réaliser une attaque cybernétique malveillante pouvant perturber les infrastructures énergétiques. Bien qu'une telle attaque ne puisse être totalement écartée, un examen de l'information et des renseignements disponibles ne confirme d'aucune façon les revendications d'une attaque délibérée contre les infrastructures énergétiques le 14 août 2003 ou les jours précédents. Les quelques cas de dommages physiques aux lignes de distribution d'électricité sont le résultat d'actes naturels et non d'un sabotage. Aucun rapport des services de renseignements ne fait état de plans ou d'opérations terroristes contre les infrastructures de l'énergie avant, pendant ou après la panne. Aucun compte rendu d'incident ne fait état d'une activité suspecte près des centrales électriques ou des lignes de distribution en question.

Analyse physique

La sous-équipe d'analyse physique est dirigée par le United States Secret Service et par la GRC. Ces organismes ont une compétence particulière des évaluations relatives à la sécurité physique du secteur de l'énergie. La sous-équipe traite les questions liées à la façon dont les installations à caractère cybernétique des entreprises du secteur de l'énergie sont protégées, y compris l'intégrité physique des centres de données et

des salles de commande, ainsi que les procédures et les politiques de sécurité servant à limiter l'accès aux secteurs vulnérables. En ce qui concerne les installations ayant une relation de cause à effet avec la panne, la sous-équipe tente de déterminer si l'intégrité physique de ces installations cybernétiques a été compromise de l'extérieur ou de l'intérieur, avant ou pendant la panne, et si une telle violation aurait été la cause de la panne d'électricité, ou si elle y aurait contribué. Bien que la sous-équipe ait analysé l'information donnée par le Sous-groupe sur l'électricité et le Sous-groupe sur le nucléaire, elle étudie aussi l'information obtenue récemment au cours de réunions avec le personnel du secteur énergétique ainsi que lors des visites sur place des installations du secteur énergétique afin de déterminer l'intégrité physique de l'infrastructure cybernétique.

La sous-équipe a compilé une liste de questions sur l'emplacement, l'accessibilité, les caméras, les alarmes, le verrouillage, la protection contre les incendies et les réseaux d'approvisionnement en eau des salles d'ordinateurs et de serveurs. Elle a entrepris de déterminer, à partir des discussions liées à ces questions pendant ses entrevues, si l'intégrité physique de l'infrastructure cybernétique a été compromise. De plus, la sous-équipe étudie les mesures d'accès et de contrôle d'entrée dans les installations de commande et de contrôle, ainsi que l'intégrité des installations éloignées.
La sous-équipe examine aussi les mécanismes utilisés par les entreprises pour signaler les incidents inhabituels à l'intérieur des salles de serveurs, des salles de commande et de contrôle, ainsi que ceux utilisés dans les installations éloignées. La sous-équipe examine également la possibilité d'une attaque de l'intérieur contre l'infrastructure cybernétique.

Politiques et procédures

La sous-équipe des politiques et procédures est dirigée par le DHS et le BPIEPC. Le personnel de ces organismes possède une vaste expérience dans les domaines des opérations de distribution électrique, des systèmes de commande automatisés, y compris les réseaux SCADA et les SGE, et en sécurité de l'information. Le travail de cette sous-équipe comporte l'examen des politiques et des procédures générales qui étaient, ou n'étaient pas, en place, avant et pendant la panne d'électricité du 14 août 2003. Les politiques que l'équipe examine ont trait aux systèmes cybernétiques des entreprises touchées dès les premiers instants de la panne d'électricité. Les politiques et les procédures qui retiennent particulièrement l'attention de l'équipe sont celles de la mise à niveau et de l'entretien (et comprendront les correctifs aux systèmes) des systèmes de commande et de contrôle (C2), y compris les réseaux SCADA et les SGE. Les procédures des opérations de contingence et de restauration des systèmes informatiques en cas de panne ou d'un événement cybernétique, comme un piratage ou la découverte d'un code malveillant, intéressent aussi la sous-équipe. Le groupe mène d'autres entrevues et poursuit ses analyses pour tirer des conclusions valables à propos des politiques et des procédures liées à la panne.

Infrastructure de soutien

La sous-équipe de l'infrastructure de soutien est dirigée par un expert du DHS expérimenté dans l'évaluation des éléments de l'infrastructure de soutien comme le refroidissement à l'eau des systèmes informatiques, des systèmes d'alimentation de secours, des systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation et des réseaux de télécommunications de soutien. Le BPIEPC est le cochef canadien de cet effort. Cette équipe analyse l'intégrité de l'infrastructure de soutien et son rôle, s'il y en a un, dans la panne d'électricité du 14 août 2003. Elle cherche à déterminer si l'infrastructure de soutien a offert un rendement à la hauteur des attentes dans les jours qui ont précédé la panne d'électricité et la journée même. De plus, l'équipe détermine avec l'aide des fournisseurs si des problèmes d'entretien ont eu des répercussions sur les opérations, avant et pendant la panne.

Durant chaque visite des entités électriques désignées, la sous-équipe s'attarde particulièrement aux questions clés suivantes :

- transporteurs/fournisseurs/distributeurs de services ou de systèmes d'infrastructure de soutien aux installations d'entreprises choisies;
- perte de service avant ou après la panne d'électricité;
- conduite des activités d'entretien avant ou après

la panne d'électricité;

- conduite des activités d'installation avant ou après la panne d'électricité;
- conduite des activités de mise à l'essai avant ou après la panne d'électricité;
- conduite des activités d'exercices avant ou après la panne d'électricité;
- existence d'un processus de surveillance (journal des événements, liste de vérification, etc.) aux fins de documentation de l'état des services d'infrastructure de soutien.

Analyse des causes primaires

La sous-équipe des liens avec les causes primaires du Sous-groupe sur la sécurité a suivi le travail du Sous-groupe sur l'électricité pour cerner les causes primaires possibles de la panne d'électricité. Au fur et à mesure que les éléments des causes primaires seront déterminés, la sous-équipe évaluera avec le Sous-groupe sur l'électricité les liens possibles avec une malveillance physique ou cybernétique.

L'analyse des causes primaires du Sous-groupe sur l'électricité se poursuit; l'analyse initiale n'a toutefois trouvé aucun lien de cause à effet entre la panne d'électricité et une activité malveillante d'origine physique ou cybernétique. L'analyse des causes primaires d'un événement comme la panne d'électricité exige un processus détaillé pour la mise en oeuvre d'une hiérarchie des mesures et des événements qui pourraient émaner des facteurs de cause à effet. Ce processus comprend l'élaboration d'un calendrier détaillé des événements, un examen des mesures liées à ces événements et une évaluation des divers facteurs à l'origine de ces événements ou qui les ont exacerbés. Une évaluation de l'impact de la sécurité physique comme facteur de la panne d'électricité dépend de la découverte de renseignements qui suggéreraient qu'un acte physique malveillant est à l'origine de la panne d'électricité ou l'a exacerbée. Puisque rien ne le justifie à ce jour, le Sous-groupe sur la sécurité n'a pas à procéder à d'autres évaluations dans ce domaine.

Chronologie des événements à caractère cybernétique

La séquence des événements suivante a été établie à la suite de discussions tenues avec des représentants de FirstEnergy et de Midwest Independent Transmission System Operator (MISO). Toutes les heures sont approximatives et devront être confirmées en analysant les données du journal des événements de l'entreprise.

- Le premier événement important de nature cybernétique est survenu au MISO à 12 h 40 HAE, le 14 août 2003. À cet instant, un ingénieur du SGE du MISO a délibérément désactivé le déclencheur périodique automatique de l'application State Estimator (SE), une application qui permet au MISO de déterminer l'état en temps réel du réseau électrique de sa région. La désactivation du déclencheur périodique automatique, une fonction du programme qui entraîne l'exécution automatique du SE toutes les cinq minutes, est une procédure d'exploitation nécessaire pour résoudre une solution de chevauchement produite par le SE. L'ingénieur du SGE a déterminé que le chevauchement dans la solution du SE était provoqué par le modèle du SE qui indiquait que la ligne Bloomington-Denois Creek de 230 kV de Cinergy était en service alors qu'elle était en réalité hors service depuis 12 h 12 HAE.
- À 13 h HAE, après avoir effectué les modifications appropriées au modèle du SE et avoir manuellement déclenché le SE, l'ingénieur du SGE du MISO réalise deux solutions valides.
- À 13 h 30 HAE, l'ingénieur du SGE du MISO va dîner. Il oublie cependant de réenclencher le déclencheur périodique automatique.
- À 14 h 14 HAE, un programme logiciel clé de FirstEnergy, « Alarm and Event Processing Routine (AEPR) », qui donne à l'opérateur des indications visuelles et sonores des événements survenant sur leur partie du réseau, commence à fonctionner de façon erratique. Les opérateurs du système de FirstEnergy ne sont pas au courant que le logiciel ne fonctionne pas correctement. Ce logiciel ne redeviendra fonctionnel que beaucoup plus tard en soirée.

- À 14 h 40 HAE, un ingénieur chargé des opérations découvre que le SE ne se règle pas et informe un ingénieur du SGE de la situation.
- À 14 h 41 HAE, le serveur de FirstEnergy sur lequel est exécuté le logiciel AEPR tombe en panne et l'exploitation tombe sous le contrôle du serveur de secours. Le personnel de la salle de commande ignore toujours que le logiciel ne fonctionne pas correctement.
- À 14 h 44 HAE, un ingénieur du SGE du MISO, après avoir reçu l'alerte de l'ingénieur chargé des opérations, réactive le déclencheur périodique automatique et, pour plus de rapidité, déclenche manuellement le programme. Cependant, le programme SE affiche de nouveau un chevauchement.
- À 14 h 54 HAE, le serveur de secours de FirstEnergy tombe en panne. Le logiciel AEPR continue de fonctionner de façon erratique. Les calculs de variations de fréquence et les sous-programmes de diagramme filants fonctionnent de façon erratique et l'interface utilisateur répartitrice ralentit de façon importante.
- À 15 h HAE, FirstEnergy utilise son système de secours pour commander le système et effectuer les calculs de variations de fréquence. Les calculs de variations de fréquence et les systèmes de commande continuent de fonctionner sur le système de secours jusqu'à approximativement15 h 8 HAE lorsque le serveur principal est restauré.
- À 15 h 5 HAE, la ligne Harding–Chamberlin de 345 kV de FirstEnergy est déclenchée et se verrouille. Les opérateurs du système de FirstEnergy ne reçoivent pas d'avertissement du logiciel AEPR qui continue de fonctionner de façon erratique, à leur insu.
- À 15 h 8 HAE, à l'aide de données obtenues vers 15 h 4 HAE (environ cinq minutes sont nécessaires pour que le SE donne un résultat), l'ingénieur du SGE du MISO conclut que le chevauchement de SE est dû à une panne de ligne. Son expérience lui permet d'isoler la panne sur la ligne Stuart-Atlanta de 345 kV (qui s'est déclenchée environ une heure plus tôt à 14 h 2 HAE). Il met la ligne Stuart-Atlanta hors service dans le modèle de SE et obtient une solution valide.
- Au même moment, à 15 h 8 HAE, le serveur principal de FirstEnergy est restauré. Les calculs de variation de fréquence et les systèmes de commande fonctionnent dès lors sur le serveur principal. Le logiciel AEPR continue de fonctionner de façon erratique à l'insu des opérateurs du système de FirstEnergy.
- À 15 h 9 HAE, l'ingénieur du SGE du MISO se rend dans la salle de commande pour dire aux opérateurs qu'il croit que la ligne Stuart-Atlanta est hors service. Les opérateurs de la salle de commande consultent leur « calendrier de pannes » et informent l'ingénieur du SGE que leurs données indiquent que la ligne Stuart-Atlanta est « en service » et que l'ingénieur du SGE devrait indiquer dans le modèle de SE que la ligne est en service. À 15 h 17 HAE, l'ingénieur du SGE exécute le SE avec la ligne Stuart-Atlanta « en service », mais le modèle indique de nouveau des chevauchements.
- À 15 h 29 HAE, l'ingénieur du SGE du MISO demande aux opérateurs du MISO d'appeler le PJM Interconnect afin de déterminer l'état de la ligne Stuart-Atlanta. MISO est informé que la ligne Stuart-Atlanta a été déclenchée à 14 h 2 HAE. L'ingénieur du SGE règle le modèle, qui avait été à ce moment-là mis à jour avec le déclenchement de la ligne Harding–Chamberlin de 345 kV à 15 h 5 HAE, et arrive à obtenir une solution valide.
- À 15 h 32 HAE, la ligne Hanna–Juniper de 345 kV de FirstEnergy est déclenchée et se verrouille. Le logiciel AEPR continue de fonctionner de façon erratique.
- À 15 h 41 HAE, les lumières clignotent à l'installation de commande de FirstEnergy. Cette situation se produit parce qu'ils ont perdu l'électricité sur leur réseau électrique et sont passés en mode d'alimentation de secours.

- À 15 h 42 HAE, un répartiteur de FirstEnergy réalise que le logiciel AEPR ne fonctionne pas et informe le personnel de soutien du problème.

Constatations à ce jour

Le Sous-groupe sur la sécurité a fait part des constatations suivantes pertinentes à l'analyse du Sous-groupe sur la sécurité par le biais de l'analyse des données recueillies auprès d'entreprises et d'entités du secteur de l'énergie identifiées par le Sous-groups sur l'électricité. L'analyse à ce jour du Sous-groupe sur la sécurité ne montre aucune preuve que des acteurs (individus ou organisations) malveillants ont causé ou ont contribué à causer la panne d'électricité du 14 août 2003. Le Sous-groups sur la sécurité continue à coordonner ses activités étroitement avec celles des autres sous-groupes, avec les membres des services de police et de sécurité intérieure des États-Unis et du Canada, ainsi qu'avec les groupes de travail sur la protection des infrastructures essentielles, afin de recueillir et d'analyser les données pour confirmer la justesse de ses constatations préliminaires.

Aucun rapport des services de renseignements ne fait état de plans ou d'opérations terroristes contre les infrastructures de l'énergie avant, pendant ou après la panne. Des renseignements de nature générale faisant état d'une menace envers le secteur ont toutefois été transmis à l'industrie de l'énergie nord-américaine par des agences gouvernementales des États-Unis et du Canada, vers la fin de juillet 2003. Ces renseignements indiquaient que le réseau Al-Qaeda pourrait tenter une attaque contre des installations pétrolières, des centrales énergétiques ou des centrales nucléaires de la côte Est des États-Unis durant l'été 2003. Le type d'attaque physique décrite dans le rapport de menace ne correspondait pas aux événements qui ont causé la panne d'électricité.

Bien qu'avant et pendant la panne un certain nombre de vers et de virus informatiques aient infecté Internet et les systèmes reliés à Internet en Amérique du Nord, l'analyse préliminaire ne donne présentement aucune indication qu'un ver ou qu'un virus ait pu avoir un effet important sur les systèmes de production et de distribution d'énergie. D'autres analyses du Sous-groupe sur la sécurité confirmeront cette constatation.

L'analyse à ce jour du Sous-groupe sur la sécurité suggère qu'une panne de logiciel, non liée à une activité malveillante, peut avoir contribué de façon décisive à la panne d'électricité du 14 août 2003. Le personnel clé peut en outre ne pas avoir été au courant de la nécessité de prendre des mesures préventives aux moments cruciaux en raison d'une défaillance du système d'alarme. Le Sous-groupe continue à collaborer étroitement avec les opérateurs des systèmes touchés afin de déterminer la nature et l'étendue de la panne et si des pannes logicielles semblables pourraient éventuellement créer des vulnérabilités dans les systèmes. Le Sous-groupe collabore également avec les distributeurs et les opérateurs des systèmes pour déterminer si des modifications techniques ou liées au traitement des données devraient être intégrées afin d'améliorer le rendement futur des systèmes.

L'existence de liaisons internes et externes des réseaux SCADA avec d'autres réseaux a introduit des vulnérabilités. Cependant, à ce jour, l'analyse préliminaire des renseignements obtenus lors des entrevues avec les opérateurs ne donne aucune preuve d'une quelconque exploitation de ces vulnérabilités, avant ou pendant la panne. Le travail subséquent du Sous-groupe sur la sécurité donnera un meilleur aperçu de ce problème.

L'analyse des renseignements découlant des entrevues avec les opérateurs suggère que, dans certains cas, les opérateurs étaient incapables de voir les opérations des régions avoisinantes. Il apparaît que certaines entreprises avaient une compréhension limitée de l'état des réseaux électriques à l'extérieur de leur contrôle immédiat.
Ceci peut résulter en partie de l'absence de systèmes de mise en correspondance dynamiques et d'échange des données modernes. Le travail subséquent du Sous-groupe sur la sécurité mettra cette situation en lumière.

Annexe A

Description de l'enquête sur la panne de courant et du plan d'élaboration de recommandations

Le 14 août 2003, les États du nord-est des États-Unis et l'Ontario, au des régions du Canada, ont subi une des pires pannes d'électricité de l'histoire de l'Amérique du Nord. Le territoire touché s'étendait des États de New York, du Massachusetts et du New Jersey vers l'ouest et l'État du Michigan, et de l'État de l'Ohio vers le nord jusqu'en Ontario.

Dans cette annexe, nous décrivrons la démarche adoptée en vue de déterminer les causes de cette panne et les raisons pour lesquelles elle n'a pas été circonscrite, et d'expliquer comment on élaborera des recommandations visant à prévenir et à réduire le plus possible l'éventualité de nouvelles pannes. La première mesure essentielle dans cette démarche a été la création d'un groupe de travail conjoint des États-Unis et du Canada chargé de superviser l'enquête et l'élaboration de recommandations.

Composition et responsabilités du Groupe de travail

Le président George W. Bush et le premier ministre Jean Chrétien ont créé le Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant pour enquêter sur les causes de la panne d'électricité du 14 août 2003 et élaborer des recommandations visant à prévenir et à réduire au minimum l'éventualité de nouvelles pannes. Les coprésidents du Groupe de travail sont le secrétaire Spencer Abraham et le ministre Herb Dhaliwal. Ses autres membres américains sont Nils J. Diaz, président de la Nuclear Regulatory Commission, Tom Ridge, secrétaire à la Homeland Security, et Pat Wood, président de la Federal Energy Regulatory Commission. Les autres membres canadiens sont John Manley, vice-premier ministre, Linda J. Keen, présidente et directrice générale de la Commission canadienne de sûreté nucléaire, et Kenneth Vollman, président de l'Office national de l'énergie. Les coordonnateurs sont Jimmy Glotfelty, qui représente le Département de l'Énergie des États-Unis, et Nawal Kamel, qui représente Ressources naturelles Canada.

Le secrétaire américain à l'Énergie, Spencer Abraham, et le ministre des Ressources naturelles du Canada Herb Dhaliwal, se sont rencontrés à Detroit au Michigan le 20 août pour convenir d'un plan sommaire d'activités pour le Groupe de travail. Celui-ci devait s'acquitter de sa mission en deux phases. Dans la première phase il devait s'attacher à ce qui avait causé la panne et avait empêché qu'elle soit maîtrisée et, dans la seconde phase, il devait s'employer à élaborer des recommandations destinées à prévenir et à réduire au minimum les possibilités de pannes pour l'avenir. Le 27 août, le secrétaire Abraham et le ministre Dhaliwal ont annoncé la création de trois sous-groupes appelés à seconder le Groupe de travail dans ses tâches. Ces trois équipes devaient respectivement étudier les questions relatives au réseau d'électricité, à la sécurité et au fonctionnement des centrales nucléaires qui se posaient à propos de la panne. Leurs membres sont des représentants des départements, ministères et organismes fédéraux, des spécialistes des questions techniques et des hauts représentants des États touchés et de la province de l'Ontario.

Équipe d'enquête des États-Unis, du Canada et du North American Electric Reliability Council

Sous la surveillance du Groupe de travail, une équipe de spécialistes des réseaux d'électricité a été constituée pour faire enquête sur les causes de la panne. Elle se composait de représentants de plusieurs organismes fédéraux américains, des laboratoires nationaux du Département de l'Énergie des États-Unis, de l'industrie canadienne de l'électricité, de l'Office national de l'énergie du Canada, du North American Electric Reliability Council (NERC) et de l'industrie américaine de l'électricité. Cette équipe a formé plusieurs groupes d'analyse notamment chargés de

la gestion des données, de la compilation de la chronologie des événements, de la modélisation de réseau, de l'évaluation des outils d'exploitation et des communications, du rendement des réseaux de transport, de celui des génératrices, de la gestion de la végétation et des emprises, des investissements en transport et en fiabilité et de l'analyse des causes primaires de la panne. L'analyse des causes primaires doit être considérée à titre de cadre analytique plutôt qu'à titre de travaux d'analyse en soi. Le but était de permettre aux analystes de puiser des données à toutes les autres sources d'analyse, de les organiser et, d'une manière hautement logique et systématique, de soupeser les diverses hypothèses et de dégager les causes primaires de la panne.

Des équipes d'enquête distinctes ont par ailleurs été formées pour examiner les questions de fonctionnement des centrales nucléaires touchées par la panne et de sécurité matérielle et cybernétique informatique de l'infrastructure de transport d'électricité en volume.

Rôle des sous-groupes

Les coprésidents américains et canadiens des trois sous-groupes, le Sous-groupe sur l'électricité, le Sous-groupe sur le nucléaire et le Sous-groupe sur la sécurité, ont demandé aux équipes d'enquête de livrer divers produits d'analyse. Des versions provisoires de ces produits ont été examinées et commentées par les sous-groupes. On en a alors fait la synthèse pour produire un rapport provisoire unique réunissant les conclusions des sous-groupes. Le Groupe de travail avait la responsabilité de déterminer la pertinence du rapport provisoire et le moment où il serait rendu public.

Confidentialité des données et autres renseignements

Vu la gravité de la panne et l'importance de prévenir ou de réduire au minimum les possibilités de pannes futures, il était essentiel que les équipes d'enquête du Groupe de travail aient accès aux dossiers et autres données des exploitants indépendants de réseaux (EIR) régionaux et des sociétés d'électricité victimes de la panne et qu'elles puissent interroger les intéressés de manière à apprendre ce qu'ils considéraient comme des moments décisifs de l'évolution de cette panne, ainsi que les mesures qui avaient été prises et les objectifs visés. Sachant le caractère confidentiel de cette information, les membres du Groupe de travail et des équipes d'enquête ont signé des ententes où ils s'engageaient à sauvegarder la confidentialité des renseignements qui leur seraient fournis et à s'abstenir de faire des déclarations indépendantes ou hâtives aux médias ou au public au sujet des activités, des constatations et des conclusions des sous-groupes et du Groupe de travail.

Cadre juridique applicable aux États-Unis et au Canada

États-Unis

Le secrétaire à l'Énergie a demandé au Département de l'Énergie des États-Unis (USDOE) de recueillir des renseignements et de faire enquête sur la (les) cause(s) de la panne d'électricité du 14 août 2003. Pour ce faire, il a fait appel aux dispositions de l'article 11 de l'*Energy Supply and Environmental Coordination Act* de 1974 et de l'article 13 de la *Federal Energy Administration Act* de 1974. Le secrétaire et le USDOE sont habilités par ces articles à recueillir sur les questions énergétiques les données qui peuvent les aider à élaborer des politiques en matière d'énergie et à faire enquête en temps utile et dans une mesure raisonnable sur les installations et les entreprises avec les mesures directes d'inspection nécessaires. De plus, le USDOE peut constater et échantillonner tout stock de combustibles ou source d'énergie, examiner et reproduire tout dossier, rapport ou autre document d'où ont été ou sont tirées des données d'ordre énergétique et interroger toute personne à qui il juge devoir s'adresser. L'USDOE a collaboré étroitement à cette fin avec RNCan et le NERC.

Canada

En sa qualité de ministre de responable de Ressources naturelles Canada, Herb Dhaliwal a été désigné par le premier ministre Chrétien comme coprésident canadien du Groupe de travail. On lui a demandé de travailler de près avec le coprésident américain, le secrétaire à l'Énergie Abraham, et avec les représentants du NERC et ses homologues provinciaux à l'exécution de cette mission.

À l'achèvement de son mandat, le Groupe de travail doit présenter un rapport au premier ministre canadien et au président américain.

Dans le cadre des lois canadiennes, le Groupe de travail est un organe consultatif qui n'est pas constitué par une loi et qui n'a pas non plus de personnalité juridique indépendante. Il n'est pas habilité à recueillir des preuves ni des dépositions; il ne peut pas non plus procéder à des perquisitions ni à des saisies. Au Canada, il compte sur une communication volontaire des renseignements utiles à l'accomplissement de son mandat.

Démarche d'enquête

Collecte de données et autres renseignements auprès des EIR, des services d'électricité, des états et de la province de l'Ontario

Le mardi 19 août 2003, les enquêteurs relevant du Département de l'Énergie des États-Unis ont commencé à interroger les préposés aux salles de commande et d'autres hauts représentants des EIR et des sociétés d'électricité ayant le plus directement à voir avec les premiers stades de la panne d'électricité. Les enquêteurs ont non seulement interrogé les intéressés, mais se sont aussi renseignés sur le fonctionnement et les pratiques des salles de commande, l'état et les conditions des réseaux le 14 août, les procédures et les règles de fonctionnement, les charges limites, les plans et procédures d'intervention en cas d'urgence, les instruments et méthodes d'analyse de sécurité et les pratiques de contrôle de fréquence et de tension des lignes. Ils ont interrogé par la suite le personnel de l'Independant Market Operator (IMO) et d'Hydro One au Canada.

Les 22 et 26 août, le NERC a demandé aux coordonnateurs en fiabilité des EIR de recueillir des données et autres renseignements très divers auprès de leur coordonnateur respectif de la fiabilité de la zone de contrôle. Il s'agissait notamment d'examiner les registres SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) et SGE (Système de gestion d'énergie), les relevés d'avertissements, les données des enregistreurs numériques de défauts locaux, celles des « pannes » de lignes de transport et de génératrices (déclenchements automatiques qui préviennent tout dégât matériel causé aux installations), les données des estimateurs d'état et des registres et transcriptions des exploitants et l'information relative au fonctionnement des condensateurs, des transformateurs, des délesteurs, des compensateurs statiques de pertes réactives, des dispositifs de protection ou de stabilisation et des installations CC à haute tension.

Le NERC a en outre demandé à FirstEnergy le 15 septembre de lui remettre copie des études ayant porté depuis 1990 sur l'alimentation de soutien en tension, l'alimentation en puissance réactive, l'utilisation d'accumulations statiques, les besoins en tension, les capacités d'importation ou de transfert (par rapport aux capacités d'alimentation réactive ou aux niveaux de tension) et l'incidence sur les réseaux de l'indisponibilité de la centrale Davis-Besse. On a dit à tous les intéressés que les données et autres renseignements destinés soit au USDOE soit au NERC n'avaient pas à être retransmis à l'autre organisme, toute cette information devant être versée dans une base d'information commune.

L'équipe d'enquête a tenu trois conférences techniques (22 août, 8 et 9 septembre et 1er au 3 octobre) avec les EIR et les grandes sociétés d'électricité en vue d'obtenir des éclaircissements sur les données reçues, de combler les lacunes sur le plan des données et d'en venir à une compréhension commune de ce que pouvait impliquer les données. L'équipe s'est renseignée auprès des commissions d'électricité des états touchés et de l'Ontario sur l'entretien des emprises de transport d'électricité, la planification de ce transport et le champ d'examen de toute enquête menée par les états concernés sur la panne du 14 août.

Elle a aussi commandé à une entreprise spécialisée en dévégétation des emprises une étude visant à constater les « meilleures pratiques » de gestion dans ce domaine de manière à pouvoir juger du rendement des entreprises dont les lignes de transport sont tombées en panne le 14 août par contact avec des arbres.

« Entrepôt » de données

La quantité de données recueillies par l'équipe d'enquête a été telle qu'on a créé à Princeton au New Jersey et au siège du NERC un entrepôt électronique capable de

recevoir des milliers de transcriptions, de graphiques et de rapports et données sur les génératrices et les lignes de transport. À l'heure actuelle, cette base de données compte plus de 20 gigaoctets de données. On peut y trouver plus de 10 000 fichiers, dont un certain nombre de fichiers multiples. Le but était de se doter d'un ensemble de bases de données validées auquel plusieurs équipes d'analyse pourraient avoir un accès indépendant selon les besoins.

Voici les sources d'information exploitées aux fins de cette enquête sur la panne de courant :

- interviews effectuées par les membres du Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant auprès du personnel de tous les services d'électricité, des zones de commande et les coordonnateurs de la fiabilité dans les semaines qui ont suivi la panne;
- trois réunions de collecte de renseignements tenues par l'équipe d'enquête avec les intéressés le 22 août, les 8 et 9 septembre et les 1er, 2 et 3 octobre 2003;
- documentation fournie par les intéressés en réponse à une ou plusieurs demandes de données de l'équipe d'enquête;
- examen poussé de tous les enregistrements de conversations téléphoniques entre les centres de commande;
- interviews et visites supplémentaires du personnel d'exploitation en octobre 2003 sur des sujets précis;
- visites d'inspection de lignes de transport et d'état de la végétation aux endroits où se sont produits des courts-circuits;
- documentation fournie par les services d'électricité et les organismes de réglementation des états en réponse à des demandes de données sur les questions de gestion de la végétation des emprises;
- examen détaillé de milliers de cas d'ouverture de circuits de transport et de production d'électricité par les coupe-circuit des relais;
- simulation et modélisation informatiques par des groupes d'experts des services d'électricité, des coordonnateurs et des conseils de fiabilité et des gouvernements américain et canadien.

Chronologie des événements

Une étape cruciale pour les autres volets de l'enquête a été d'établir l'enchaînement précis des événements dans cette panne. Un des grands problèmes dans ce cas est que, si la majeure partie des données portant sur un événement étaient horodatées, l'horodatage variait quelque peu selon les sources d'information et que les horodateurs n'étaient pas tous synchronisés avec l'horloge étalon du National Institute of Standards and Technology (NIST) à Boulder au Colorado. La validation de la chronologie des événements a représenté une tâche importante et parfois difficile. Cet exercice s'est aussi révélé essentiel à l'établissement de la Séquence des événements présentée par le Groupe de travail le 12 septembre. Dans cette chronologie, on décrivait brièvement l'ordre des principaux événements ayant causé et caractérisé les pannes en cascade. Il ne s'agissait cependant pas de dégager des causes ni d'imputer des fautes ou des responsabilités. Tous les événements en question sont présentés à l'heure avancée de l'Est (HAE).

Analyse de modélisation et de simulation du réseau

L'équipe de modélisation et de simulation du réseau a reproduit l'état du réseau le 14 août et les événements ayant mené à la panne. La chronologie établie est une description précise d'événements ponctuels, mais elle n'indique pas l'état général du réseau ni son degré d'alignement sur diverses valeurs limites de fonctionnement normal, de stabilité de tension et d'angle de puissance. Une modélisation informatique de précision ayant porté sur le réseau en fonction des conditions présentes à certains moments critiques le 14 août a permis aux analystes de mener diverses études de sensibilité en vue d'établir si le réseau était stable et conforme aux valeurs limites à tout moment de la période ayant précédé les pannes en cascade. L'analyse a également révélé à quel moment le réseau est devenu instable et a permis aux analystes de vérifier si des mesures comme le délestage auraient pu prévenir les pannes en cascade.

L'équipe en question se composait d'un certain nombre d'employés du NERC et de personnes connaissant assez bien les secteurs touchés pour examiner et interpréter tous les registres de données, les données des enregistreurs numériques de défauts, l'information des systèmes d'enregistrement de l'ordre des événements, etc. Elle comptait quelque 36 personnes qui ont participé aux travaux à divers moments et qui, avec d'autres experts des secteurs touchés, ont essayé de comprendre les données.

Évaluation des outils d'exploitation, des systèmes SCADA/SGE, des communications et de la planification opérationnelle

L'équipe d'analyse des outils d'exploitation, des systèmes SCADA/SGE, des communications et de la planification opérationnelle a évalué dans quelle mesure les exploitants et les coordonnateurs de la fiabilité pouvaient observer le réseau électrique, ainsi que la disponibilité et l'efficacité des instruments d'évaluation de la sûreté de fonctionnement (en temps réel et en prévision d'un jour), y compris les aspects de la redondance des observations et la capacité d'observer le « tableau d'ensemble » de l'état général du réseau de production-transport d'électricité. Cette équipe a examiné les pratiques et l'efficacité opérationnelles des exploitants et des coordonnateurs de la fiabilité des secteurs touchés.

Elle a regardé tous les aspects de la panne en ce qui concerne la connaissance que pouvaient avoir les exploitants et les coordonnateurs de la fiabilité de l'état du réseau, ainsi que leurs actions ou leurs omissions et les communications.

Analyse de fréquence et d'écarts de contrôle sectoriel

L'équipe d'analyse de fréquence et d'écarts de contrôle sectoriel a considéré les anomalies de fréquence qui auraient pu être présentes le 14 août par rapport à l'exploitation normale dans l'interconnexion. Elle a aussi voulu savoir si des problèmes particuliers de commande et de fréquence de réseau avaient pu se poser et s'est enquise de leurs éventuels effets sur les pannes en cascade. Elle s'est également demandé si les anomalies de fréquence étaient un facteur ou un symptôme d'autres problèmes ayant abouti à cette cascade.

Évaluation du fonctionnement, de la protection, du contrôle, de l'entretien et de la détérioration du réseau de transport

Cette équipe s'est attachée à tout ce qui, dans le fonctionnement automatique du réseau de transport (ouvertures et refermetures de circuits), avait causé ou caractérisé la cascade de pannes dans toutes les installations de plus de 100 kV. Elle a notamment regardé les mesures de protection et d'intervention corrective aux relais et les causes des bonnes et mauvaises opérations de relais. Elle a également évalué les pratiques d'entretien d'installations de transport dans les secteurs touchés en les comparant aux bonnes pratiques d'exploitation et en cherchant à constater quel appareillage de transport avait pu être endommagé de quelque manière par la cascade de pannes.

Elle a dégagé les tendances et tiré des conclusions quant aux causes de la mise hors circuit d'installations de transport; les raisons pour lesquelles la cascade s'était étendue comme elle l'avait fait sans gagner d'autres systèmes; les opérations fautives et leur incidence sur la panne; ainsi que les dégâts causés au matériel de transport. Elle a présenté un rapport sur les pratiques d'entretien d'installations de transport des secteurs touchés par rapport aux bonnes pratiques d'exploitation des services d'électricité.

Évaluation du rendement, de la protection, du contrôle, de l'entretien et de la détérioration des génératrices

Cette équipe a cerné les causes des pannes de génératrices de 10 MW et plus (valeur nominale) avant et pendant la cascade de pannes. Elle a examiné les causes des mises hors circuit, les valeurs cibles des relais, les retraits de puissance en production et les fluctuations de tension ou de puissance réactive. Elle a fait état de tout matériel de production d'électricité endommagé par la cascade de pannes. L'équipe a dégagé les tendances et tiré des conclusions quant aux causes des pannes de génératrices. Elle a relevé toutes les anomalies de fonctionnement et les

événements inexpliqués et a évalué les pratiques d'entretien de génératrices des secteurs touchés en les comparant aux bonnes pratiques d'exploitation des services d'électricité. Elle a analysé la coordination des réglages de sous-fréquence entre les installations de production et de transport comme les conditions de délestage automatique en cas de baisse de fréquence. Enfin, elle a recueilli et analysé des données sur les centrales nucléaires touchées et a étudié avec la Nuclear Regulatory Commission les problèmes qui se posent.

Évaluation de l'entretien des emprises

L'équipe d'analyse de la végétation des emprises a examiné les pratiques des exploitants d'installations de transport sur le plan de la gestion de la végétation et de l'entretien des emprises. Elle a comparé ces pratiques aux pratiques généralement adoptées par les services d'électricité dans l'Interconnexion de l'Est. Elle a aussi étudié les antécédents de pannes causées par contact avec la végétation et dégagé les tendances.

Analyse des causes primaires

L'équipe d'analyse des causes primaires a employé une technique dite d'analyse des causes primaires dans toute sa démarche pour évaluer systématiquement les grandes causes et les facteurs contributifs qui ont été à l'origine de la cascade de pannes du 14 août. L'équipe a travaillé de près avec les équipes d'enquête techniques, donnant de la rétroaction et demandant des compléments d'information. En exploitant d'autres sources d'information au besoin, elle a vérifié les faits, c'est-à-dire les conditions et les actions (ou omissions) ayant joué comme facteurs dans cette panne.

Analyse des causes primaires

L'analyse des causes primaires est une façon de cerner et de vérifier systématiquement les rapports de causalité dans l'ensemble de conditions, d'événements et d'actions (ou d'omissions) ayant causé un important événement, en l'occurrence la panne du 14 août. On a appliqué cette technique avec succès dans des enquêtes ayant porté sur des événements comme les accidents de centrales nucléaires, les écrasements d'avions ou encore la catastrophe récente de la navette spatiale Columbia.

Cette analyse est à la fois objective et logique. On doit objectivement décrire les événements et les conditions qui ont pu jouer comme facteurs dans le grand événement en question. On doit établir les rapports de causalité entre cet événement et les conditions et les événements antérieurs, lesquels doivent être analysés à leur tour sur le plan causal. À chaque étape, les enquêteurs doivent se demander si une condition ou une circonstance en particulier se serait présentée si une cause (ou une combinaison de causes) envisagée n'avait pas été présente. Là où l'événement étudié aurait pu se produire sans cette cause (ou cette combinaison de causes), on écarte ce(s) facteur(s) et regarde d'autres possibilités.

L'analyse des causes primaires permet de dégager un certain nombre ou un grand nombre de causes d'événements complexes. On parcourt les diverses branches de l'analyse jusqu'à ce qu'on découvre une « cause primaire » ou une condition qui ne peut être corrigée. (Une condition peut être considérée comme impossible à corriger à cause des lois ou des politiques fondamentales d'un pays, des lois de la physique, etc.) Dans certains cas, un événement qui constitue un maillon essentiel de la chaîne de causalité d'un grand événement d'intérêt aurait pu être prévenu si quelqu'un avait pris des mesures en temps utile. Si l'intéressé avait la responsabilité de prendre des mesures et que ces mesures étaient praticables, le défaut de les adopter devient une cause primaire du grand événement

Surveillance et coordination

Les coordonnateurs américain et canadien du Groupe de travail ont fréquemment tenu des conférences téléphoniques pour s'assurer que tous les volets de l'enquête progressaient comme prévu. Ils ont régulièrement informé tant le secrétaire Abraham que le ministre Dhaliwal et présenté toutes les semaines des rapports sommaires sur le déroulement de l'enquête dans toutes ses parties.

Les responsables de l'équipe d'enquête sur le réseau électrique ont tenu des conférences téléphoniques quotidiennes sur les questions d'analyse et de procédure tout au long des travaux. Les trois sous-groupes ont fait le point chaque semaine sur l'ensemble des travaux d'analyse au moyen de conférences téléphoniques avec l'équipe d'enquête de sorte que les membres du Groupe de travail soient informés du déroulement des travaux.

Annexe B
Acronymes

BPA	Bonneville Power Administration
CCSN	Commission canadienne de sûreté nucléaire
DOE	Département de l'Énergie (États-Unis)
ECAR	East Central Area Reliability Coordination Agreement
EPSA	Electric Power Supply Association
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FRCC	Florida Reliability Coordinating Council
GW, GWh	gigawatt, gigawattheure
kV, kVar	kilovolt, kilovar (kilovolt-ampère réactif)
kW, kWh	kilowatt, kilowattheure
MAAC	Mid-Atlantic Area Council
MAIN	Mid-America Interconnected Network
MAPP	Mid-Continent Area Power Pool
MVa, MVar	mégavolt-ampère, mégavar (mégavolt-ampère réactif)
AMW, MWh	mégawatt, mégawattheure
NERC	North American Electric Reliability Council
NPCC	Northeast Power Coordination Council
NRC	Nuclear Regulatory Commission
OTD	Office of Transmission and Distribution (USDOE)
PUC	Public Utility Commission (états)
RNCan	Ressources naturelles Canada
RTO	Regional Transmission Organization
SERC	Southeast Electric Reliability Council
SPP	Southwest Power Pool
TVA	Tennessee Valley Authority
USDOE	Département de l'Énergie des États-Unis

Annexe C
Glossaire

Adéquation – Aptitude du réseau électrique à répondre en tout temps à la demande électrique globale et aux besoins énergétiques des clients, compte tenu des interruptions programmées et des pannes non programmées raisonnablement prévisibles des divers éléments constituant le réseau. **(adequacy)**

Affaissement de tension – Baisse de la tension d'un réseau de transport provoquée par la faiblesse du soutien réactif. Cette baisse peut entraîner une panne de certains éléments de réseau et se traduire éventuellement par une interruption du service à la clientèle. **(voltage collapse, (decay))**

Allégement de la charge de transport (ACT) – Méthode utilisée pour gérer les congestions dans un réseau de transport d'électricité. **(Transmission Loading Relief – TLR)**

Angle de phase/puissance – Relation angulaire entre une tension de courant alternatif (sinusoïdal) dans un circuit et le courant alternatif (sinusoïdal) qui le traverse. La puissance réelle qui peut passer dépend de cet angle. **(power/phase angle)**

Anomalie – Une anomalie signifie habituellement un court-circuit, mais le terme s'entend de façon plus générale de tout état anormal du réseau. Il s'agit d'événements aléatoires, généralement attribuables à la nature. **(fault)**

Batterie de condensateurs – Un condensateur est un appareil électrique qui fournit de la puissance réactive au réseau et qui est souvent utilisé pour compenser une charge réactive et aider à maintenir la tension du réseau. Une batterie est un regroupement de condensateurs installés au même endroit. **(capacitor bank)**

Capacité de départ à zéro – Aptitude d'une génératrice ou d'une centrale électrique à passer d'un état d'arrêt complet à un état de marche avec production de puissance sans l'aide du réseau électrique. **(blackstart capability)**

Capacité de transit – Capacité nominale de transport d'énergie en continu, exprimée en mégawatts (MW) ou en mégavoltampères (MVA), d'une installation de production, de transport ou d'autres appareillages électriques. **(capacity)**

Charge (électrique) – Quantité de puissance électrique livrée ou requise à un point donné d'un réseau. Le besoin d'énergie trouve son origine dans l'appel de puissance du matériel électrique des consommateurs. La charge ne doit pas être confondue avec la demande, qui est la mesure de la puissance reçue ou requise par une charge. **(load (electric))**

Circuit – Conducteur ou ensemble de conducteurs dans lesquels le courant électrique circule. **(circuit)**

Compagnie d'électricité ou service public d'électricité – Personne, organisation, administration ou toute autre entité ou personne morale qui possède ou exploite des installations pour la production, le transport, la distribution ou la vente d'énergie électrique destinée surtout à l'usage du public et qui est définie comme un service public en vertu des lois et règlements qui la régissent. Un service public d'électricité peut être détenu par un investisseur privé, une coopérative ou une administration gouvernementale (agence fédérale, société de la couronne, État, gouvernement provincial ou municipal, circonscription, etc.). **(Electric Utility Corporation)**

Commande automatique de la production (CAP) – La commande automatique de la production (CAP) est un système de calcul qui se fonde sur la fréquence mesurée du réseau et la répartition économique de la production. Les installations de production gérées par la CAP réagissent automatiquement et en temps réel aux commandes provenant d'un ordinateur du SGE (Energy Management System, EMS) pour rajuster leur puissance de sortie en réponse à une modification de la fréquence du réseau, du chargement des lignes de jonction ou d'un rapport déterminé entre ces deux valeurs. Cette puissance

de sortie est réglée de manière à maintenir une fréquence cible (généralement 60 hertz) dans le réseau et à autoriser les échanges planifiés de courant avec d'autres réseaux. **(Automatic Generation Control – AGC)**

Contournement – Arc au plasma provoqué par divers phénomènes – notamment la foudre – et qui peut court-circuiter un réseau électrique. **(flashover)**

Coordonnateur de la fiabilité – Personne ou organisation responsable de la sûreté et de la fiabilité du réseau de transport interconnecté dans un territoire donné, en conformité avec les normes de fiabilité du NERC, les critères régionaux et sous-régionaux et les pratiques locales. **(reliability coordinator)**

Coordonnateur de la sécurité – Personne ou organisation chargée d'évaluer la sécurité et la coordination des mesures d'urgence dans un ensemble de zones de contrôle. **(security coordinator)**

Coordonnateur-planificateur – Personne ou organisation reconnue par l'agence EIR pour mener à bien des mandats de planification de réseau. **(scheduling coordinator)**

Correction de l'erreur de marche – Décalage apporté à la fréquence programmée de l'interconnexion pour corriger l'erreur de marche accumulée sur les horloges du réseau. **(time error correction)**

Coupure de ligne – Rupture automatique d'une ligne de transport par ouverture d'un disjoncteur, qui intervient lorsque des anomalies dans le réseau risquent d'endommager la ligne. **(line trip)**

Coupure de réseau – Résultat de l'ouverture d'un ou de plusieurs disjoncteurs d'un réseau électrique, normalement pour isoler électriquement un élément particulier de ce réseau et le protéger d'éventuels dommages provoqués par un courant de fuite ou d'autres conditions présentant des risques (voir aussi « Coupure de ligne »). **(trip)**

Courant (électrique) – Déplacement de charges électriques dans un conducteur. Se mesure en ampères. **(current, electric)**

Courant alternatif (CA) – Courant électrique dont le sens et l'intensité varient de façon périodique, suivant une loi sinusoïdale en fonction du temps. **(alternating current - AC)**

Courant continu (CC) – Courant électrique d'intensité constante et qui ne change pas de polarité avec le temps. **(direct current – DC)**

Court-circuit – Connexion accidentelle de faible résistance entre deux points d'un circuit électrique qui peut entraîner une décharge de courant nettement supérieure à la capacité des éléments conducteurs. **(short circuit)**

Critères d'exploitation – Ensemble de principes fondamentaux adoptés par le NERC pour garantir la fiabilité des réseaux interconnectés. **(operating criteria)**

Délestage – Action de couper volontairement (de façon manuelle ou automatique) une ou plusieurs charges de consommation déterminées d'avance dans un réseau d'alimentation électrique en réaction à une situation anormale, afin de maintenir l'intégrité du réseau et de réduire les pannes générales. **(load shedding)**

Déséquilibre offre-demande – Situation où la production d'énergie, sur place ou importée d'ailleurs, ne correspond pas à la demande. **(imbalance)**

Disjoncteur (ou coupe-circuit) – Commutateur posé à l'extrémité d'une ligne de transport et qui peut ouvrir ou fermer un circuit en réponse à une commande, généralement en provenance d'un relais. **(Circuit Breaker)**

Écart de contrôle sectoriel (ECS) – S'exprime en mégawatts (MW). Une valeur négative indique un déficit de la production d'électricité par rapport à la charge du réseau et aux importations d'électricité, tandis qu'une valeur positive indique un excès de production. **(Area Control Error – ACE)**

Écart ou erreur de fréquence – Déviation par rapport à la fréquence prévue. Plus précisément, différence entre la fréquence réelle du réseau et la fréquence prévue. **(frequency deviation or error)**

Échange – Puissance ou énergie électrique qui transite d'un réseau à un autre par l'intermédiaire de lignes de jonction, que le transfert soit planifié ou accidentel. **(interchange)**

Enclave – Partie d'un ou de plusieurs réseaux électriques isolée du reste du ou des réseaux en raison de la déconnexion de certains équipements de transport d'énergie. **(island)**

Énergie électrique – Production ou utilisation de puissance électrique par une machine pendant un certain temps, la quantité d'énergie étant exprimée en kilowattheures (kWh), en mégawattheures (MWh) ou en gigawattheures (GWh). **(electrical energy)**

Erreur de marche – Somme des différences de temps entre le temps réseau observé dans une zone de contrôle et un temps de référence. Cette erreur provient d'un écart dans la fréquence de l'interconnexion par rapport à la norme de 60 hertz. **(time error)**

Estimateur d'état – Logiciel informatique qui prend des mesures répétitives des valeurs d'état du réseau et qui en dresse un bilan estimatif (phaseurs de tension sur barre omnibus). Ce système permet de confirmer le bon fonctionnement du réseau en simulant son état en cours et à l'étape suivante de son évolution, compte tenu de sa topologie et de sa charge. Avec l'aide de ce système et du logiciel connexe d'analyse des incidents, l'opérateur peut examiner chaque incident critique et déterminer si le réseau se maintiendra dans les limites de fiabilité prescrites aux étapes suivantes de son fonctionnement. **(State Estimator)**

Excursions de fréquence – Variations constantes de la fréquence par rapport à sa valeur nominale ou de stabilité. **(frequency swings)**

Exploitant indépendant de réseau (EIR) – Organisation responsable de l'exploitation efficace du réseau maillé sous son autorité et de la mise à disposition de ses installations de transport de manière libre et non discriminatoire à tous les intervenants actifs sur le marché visé. Un EIR est généralement du type non lucratif et peut conseiller d'autres services publics opérant sur son territoire en matière de maintien en état et d'expansion des réseaux, mais il n'exerce pas lui-même ces fonctions. **(Independant System Operator – ISO)**

Exploitants régionaux de lignes de transport (ERT) – Organisation qui n'a aucun intérêt dans la production ou la commercialisation de l'électricité et dont les seules responsabilités concernent l'exploitation du réseau maillé de transport d'électricité, la fiabilité à court terme du réseau et les services de transport d'énergie dans des zones recouvrant plusieurs États. Pour atteindre ces objectifs, les ERT gèrent les installations de transport de plusieurs entreprises de manière à constituer une seule grande zone de desserte d'un seul tenant. **(Regional Transmission Operator – RTO)**

Federal Energy Regulatory Commission (FERC) – Agence indépendante relevant du département américain de l'Énergie et qui a notamment pour mandat de régulariser le transport et la vente en vrac d'électricité entre les États.

Fiabilité – Niveau de rendement des divers éléments du réseau de production-transport d'électricité fournissant l'électricité aux clients selon les normes convenues et dans les quantités désirées. La fréquence, la durée et l'importance des problèmes d'approvisionnement déterminent la fiabilité d'un réseau. On peut évaluer la fiabilité d'un réseau en observant deux aspects fonctionnels de base de celui-ci : son adéquation et sa sécurité. **(reliability)**

Fiabilité du réseau – Mesure de l'aptitude d'un réseau électrique à assurer une livraison ininterrompue de courant à la tension et à la fréquence prescrites. **(system reliability)**

Fréquence – Nombre d'alternances ou de cycles complets par seconde d'un courant alternatif. On la mesure en hertz. La fréquence standard au Canada et aux États-Unis est de 60 hertz. D'autres régions du monde fonctionnent à 50 hertz. **(frequency)**

Génératrice – S'entend généralement d'un appareil électromécanique convertissant en énergie électrique une autre forme d'énergie. **(generator)**

Guides d'exploitation – Pratiques courantes proposées aux zones de contrôle ou aux réseaux fonctionnant dans

le cadre d'une zone de contrôle. Leur application est facultative et varie d'une zone à l'autre en fonction des conditions locales et des besoins particuliers des réseaux. **(operating guides)**

Impédance – Ensemble des caractéristiques d'un circuit qui s'opposent à l'écoulement du courant alternatif et qui comprennent l'inductance, la capacitance et la résistance. On la mesure en ohms. **(impedance)**

Impédance d'onde en charge – Quantité maximale de puissance réelle qui peut transiter par une ligne de transport électrique sans que cette ligne n'exige l'application de puissance réactive (en vars) pour supporter le débit. **(surge impendance loading)**

Incident – Défaillance ou panne inattendue d'un élément de réseau : génératrice, ligne de transport, disjoncteur, commutateur, etc. Un incident peut aussi impliquer plusieurs éléments touchés par diverses circonstances qui provoquent leur défaillance simultanée. **(contingency)**

Incident unique – Défaillance soudaine et inattendue ou panne d'une installation ou d'un élément de réseau (génératrice, ligne de transport, transformateur, etc.) ou d'un ensemble de ceux-ci. Les événements entraînant le déclenchement d'un plan de mesures correctrices avec mise hors circuit d'éléments de réseau constituent des incidents uniques. **(single contingency)**

Indisponibilité fortuite – Le fait pour une génératrice, une ligne de transport ou un autre élément de réseau d'être retiré du service pour un motif urgent ou à cause d'une panne imprévue. **(forced outage)**

Infrastructure de protection de réseau – L'infrastructure de protection d'un réseau électrique comprend les disjoncteurs, les appareils de mesure du flux électrique (par exemple, les capteurs de courant et de tension) et les relais. Les relais sont conçus pour protéger un élément précis d'une installation. Le principe de base de la protection des réseaux électriques est que tout élément qui risque d'être endommagé par une anomalie durable doit être mis hors service automatiquement. **(grid protection scheme)**

Interconnexion – Lorsque le mot est écrit avec une majuscule, désigne l'un des cinq grands réseaux électriques d'Amérique du Nord, soit les réseaux Eastern, Western, ERCOT (Texas), Québec et Alaska. Lorsque le terme commence par une minuscule, s'entend des installations qui relient deux réseaux ou deux zones de contrôle. Une interconnexion peut aussi désigner les installations qui relient la centrale d'un producteur autre qu'un service d'utilité publique à une zone de contrôle ou à un réseau. **(Interconnection - interconnection)**

Interface – Ensemble d'éléments de transport d'énergie entre deux zones ou de deux régions comprenant un ou plusieurs réseaux électriques. **(interface)**

Kilovar (kvar) – Unité de mesure de la puissance réactive égale à 1 000 vars. **(kilovar - kVAr)**

Kilovolt (kV) – Unité de mesure du potentiel électrique égale à 1 000 volts. **(kilovolt - kV)**

Kilovoltampère (kVA) – Unité de puissance apparente égale à 1 000 voltampères. La puissance apparente s'oppose à la puissance réelle. Dans un réseau de courant alternatif, la tension et le courant ne seront pas en phase si on transporte de la puissance réactive. **(kilovolt ampere – kVA)**

Kilowattheure (kWh) – Unité d'énergie égale à 1 000 wattheures, ou un kilowatt d'énergie consommée pendant une heure. C'est l'unité utilisée pour mesurer la consommation des clients reliés au réseau électrique et les facturer. Le prix du kilowatt varie approximativement de 4 à 15 cents. À un taux d'efficacité de la conversion égal à 100 %, un kilowattheure équivaut à environ 4 onces liquides d'essence, 3/16 de livre de gaz de pétrole liquéfié, 3 pieds cubes de gaz naturel et ¼ de livre de charbon. **(kilowatt-hour – kWh)**

Ligne de jonction – Liaison physique (ligne de transport d'énergie, transformateur, commutateur, etc.) insérée entre deux réseaux électriques et permettant le transfert d'énergie électrique dans un sens ou dans les deux sens. **(tie line)**

Ligne de répartition – Catégorie de ligne classée selon sa tension ou sa fonction et qui véhicule des tensions comprises entre 69 et 115 kV. **(subtransmission)**

Limite de stabilité – Désigne la puissance maximale qui peut transiter à certains points du réseau sans compromettre la stabilité de l'ensemble ou la partie du réseau visée par la limite de stabilité. **(stability limit)**

Limite de transfert – Quantité maximale de puissance qui peut être transportée *de manière fiable* d'une zone à une autre sur toutes les lignes ou trajets reliant ces deux zones, dans des conditions données d'exploitation. **(transfer limit)**

Limite thermique – Débit de puissance que peut supporter un élément de réseau sans être endommagé par la chaleur. La chaleur est provoquée par les pertes électriques, lesquelles sont proportionnelles au carré du débit de la puissance réelle. Plus précisément, la limite thermique impose un plafond à la somme des carrés des puissances réelles et réactives. **(thermal limit)**

Limites de sécurité – Limites d'exploitation d'un réseau définissant divers paramètres comme la tension ou l'intensité du courant et qui, si elles sont respectées, le rendent sûr et fiable. **(safe limits)**

Limites de tension – Limites au-dessus ou au-dessous desquelles il n'est pas souhaitable d'exploiter une installation. Les limites normales se situent entre 95 et 105 % de la tension nominale de la barre omnibus en cause. **(voltage limits)**

Limites de tension en situation d'urgence – Gamme des tensions d'exploitation des réseaux interconnectés qui sont admissibles pendant le temps que prendront les rajustements de réseau requis après la panne d'une installation ou la perturbation du réseau. **(Emergency Voltage Limits)**

Limites de tension normale – Gamme des tensions d'exploitation des réseaux interconnectés qui peuvent être maintenues sur une base continue. **(normal voltage limits)**

Marge de transport utilisable – Différence entre le débit de puissance maximum qu'une ligne de transport peut véhiculer et le débit réel de cette même ligne. **(transmission margin)**

Mégawattheure (MWh) – Un million de wattheures. **(megawatt-hour – MWh)**

Méthodes d'exploitation – Ensemble de politiques, pratiques et réglages qui peuvent être automatiquement ou manuellement mis en œuvre dans un délai donné pour maintenir l'intégrité opérationnelle des réseaux interconnectés. **(operating procedures)**

Méthodes d'exploitation normale (avant incident) – Méthodes auxquelles l'opérateur d'un réseau a normalement recours pour réduire les risques de surcharge ou d'autres défaillances de ses installations en prévision d'un éventuel incident. **(Normal (Precontingency) Operating Procedures)**

Méthodes d'exploitation post-incident – Méthodes permettant d'atténuer les problèmes de fonctionnement survenant après un incident. **(post-contingency operating procedures)**

Mise à la terre – Connexion entre un appareil ou un circuit électrique et la terre. La mise à la terre peut être intentionnelle (c'est le cas d'une mise à la terre de sécurité) ou accidentelle (elle peut alors entraîner de graves surintensités de courant). **(ground)**

NERC Inter-regional Security Network (ISN) – Réseau de communication permettant l'échange de paramètres d'exploitation de réseaux électriques en temps réel ou presque entre les opérateurs responsables de la conduite des réseaux électriques. Ce moyen de communication met à la disposition des coordonnateurs de la fiabilité et des opérateurs un ensemble de données et d'informations précises en temps utile. Le réseau, qui opère au moyen du système de relayage de trame NERCnet, est un intranet privé qui autorise la mise en œuvre d'autres applications entre les participants.

Normes d'exploitation – Prescriptions mesurables visant une zone de contrôle ou les réseaux fonctionnant dans le cadre d'une zone de contrôle. Une norme peut ainsi préciser les modalités de surveillance et d'enquête à mettre en oeuvre dans le réseau. **(operating standards)**

North American Electric Reliability Council (NERC) – Organisation sans but lucratif mise sur pied par les services publics d'électricité en 1968 pour améliorer la fiabilité de l'approvisionnement électrique en Amérique du Nord. Le NERC comprend neuf conseils de la fiabilité

régionaux et un conseil affilié dont les membres fournissent la quasi-totalité de l'électricité utilisée aux États-Unis, au Canada et dans une partie de Baja California Norte, au Mexique. Les membres de ces conseils viennent de tous les horizons du monde de l'approvisionnement électrique en Amérique du Nord : investisseurs individuels, organismes fédéraux, coopératives rurales, services d'électricité municipaux ou d'État, sociétés d'utilité publique provinciales, producteurs indépendants et revendeurs d'énergie. Les entités composant le NERC sont les suivantes : East Central Area Reliability Coordination Agreement (ECAR), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), Mid–Atlantic Area Council (MAAC), Mid–America Interconnected Network (MAIN), Mid–Continent Area Power Pool (MAPP), Northeast Power Coordinating Council (NPCC), Southeastern Electric Reliability Council (SERC), Southwest Power Pool (SPP), Western Systems Coordinating Council (WSCC) et Alaskan Systems Coordination Council (ASCC, conseil affilié).

Omnibus – Abréviation de l'expression barre omnibus, qui désigne un nœud quelconque implanté dans un réseau électrique et auquel sont reliés une ou plusieurs sources de production et différents circuits de distribution. **(bus)**

Opérateur de réseau – Technicien d'un centre de commande chargé de surveiller le bon fonctionnement du réseau et d'en assurer la gestion en temps réel. **(System Operator)**

Opérateur de transport – Personne détenant une attestation délivrée par le NERC et qui est responsable de la surveillance et de l'évaluation des conditions de fiabilité locales, qui gère les installations de transport et qui exécute les ordres de commutation qui lui viennent de l'organisme responsable de la fiabilité du réseau. **(Transmission Operator)**

Opérateur de zone de contrôle – Personne ou organisation responsable du contrôle de la production d'énergie de façon à respecter un programme d'échange d'énergie avec d'autres zones de contrôle et à contribuer à la régulation de la fréquence électrique dans l'interconnexion. Une zone de contrôle est en fait un réseau électrique dont les différentes parties sont liées par un système de mesure et de télémétrie. **(Control Area Operator)**

Panne ou interruption – Période pendant laquelle une génératrice, une ligne de transport ou toute autre installation d'un réseau électrique sont hors service. **(outage)**

Pannes en cascade – Pertes incontrôlées et successives d'éléments de réseau provoquées par un incident localisé. Les pannes en cascade provoquent des interruptions de service généralisées, dont il est impossible d'empêcher la progression de proche en proche au-delà d'une zone prédéterminée par des études appropriées. **(cascading)**

Participant – Tout intervenant qui participe au marché de l'énergie en vendant ou en achetant des droits de transport, de l'énergie et des services connexes à destination ou en provenance d'un réseau maillé EIR ou à travers ce dernier. **(Market Participant)**

Perturbation – Événement imprévu qui plonge le réseau dans état de fonctionnement anormal. **(disturbance)**

Politiques d'exploitation – Principes qui sous-tendent l'exploitation des réseaux interconnectés. Ces principes comprennent des critères, des normes, des besoins, des guides et des directives et s'appliquent à toutes les zones de contrôle. **(operating policies)**

Poste – Point d'un réseau électrique qui contient un ou plusieurs éléments de réseau interconnectés. Une centrale électrique ou une sous-station sont deux exemples de poste. **(station)**

Poste de manœuvre – Équipement de réseau qui abrite des commutateurs reliant deux circuits électriques ou plus. Ces commutateurs sont disposés de façon sélective pour qu'il soit possible de déconnecter un circuit ou de modifier les connexions électriques entre les circuits individuels. **(switching station)**

Production d'électricité – Processus consistant à produire de l'énergie électrique à partir d'autres formes d'énergie. Ce peut être aussi la quantité d'énergie électrique produite, généralement exprimée en kilowattheures (kWh) ou en mégawattheures (MWh). **(generation (electricity))**

Propriétaire de ligne de transport (PLT) ou fournisseur de ligne de transport – Tout service public qui possède, exploite ou contrôle des installations de transport de l'énergie électrique. **(Transmission Owner – TO, Transmission Provider)**

Puissance – Voir « Puissance réelle ». **(power)**

Puissance apparente – Produit du courant par la tension et par un facteur dépendant du nombre des phases. La puissance apparente englobe les puissances réactive et réelle et est généralement exprimée en kilovoltampères (kVA) ou mégavoltampères (MVA). **(apparent power)**

Puissance réactive – Partie du courant électrique qui crée et maintient les champs magnétiques et électriques du matériel véhiculant un courant alternatif. Il faut fournir de la puissance réactive à la plupart des équipements magnétiques, comme les moteurs et les transformateurs. Cette puissance doit aussi venir compenser les pertes réactives des installations de transport. La puissance réactive est fournie par les génératrices, les condensateurs synchrones et divers dispositifs électrostatiques, comme les condensateurs. Elle influence directement la tension du réseau électrique. Elle s'exprime généralement en kilovars (kvar) ou en mégavars (Mvar). Le produit mathématique de la tension et du courant est absorbé par les charges réactives. Les condensateurs et les inducteurs sont deux exemples d'appareils engendrant une charge réactive. Lorsque ces appareils sont connectés à une source de tension alternative, ils consomment du courant, mais comme ce courant est déphasé de 90° par rapport à la tension appliquée, ils ne consomment pas de puissance réelle au sens propre du terme. **(reactive power)**

Puissance réelle – Taux d'exécution du travail ou de transfert de l'énergie. La puissance électrique est généralement mesurée en watts ou kilowatts. On utilise souvent l'expression « puissance réelle » plutôt que « puissance » seule pour la distinguer de la « puissance réactive ». Le taux de production, de transfert ou d'utilisation de l'énergie électrique est généralement exprimé en kilowatts (kW) ou en mégawatts (MW). **(real power)**

Réduction de tension – Procédure visant à abaisser volontairement la tension qui s'exerce sur une barre omnibus. On l'utilise souvent pour alléger la demande en abaissant la tension du courant livré aux clients. **(voltage reduction)**

Régulation de la fréquence – Les systèmes de régulation d'une zone de contrôle doivent pouvoir intervenir pour maintenir la fréquence prévue dans un réseau interconnecté. Le redressement peut être opéré par le régulateur de turbine de la génératrice et par la commande automatique de production. **(frequency regulation)**

Réglage des relais – On utilise divers paramètres pour déterminer à quel moment le relais de protection déclenchera un disjoncteur ou un équipement de commande connexe. **(relay setting)**

Règles de fonctionnement – Règles de fonctionnement interne qui s'appliquent à l'ensemble d'une zone de contrôle ou à un réseau qui opère dans le cadre d'une zone de contrôle. **(operating requirements)**

Régulation de la tension – Régulation du niveau de tension d'une ligne de transport par la modulation de la puissance de sortie réactive des génératrices et l'action des transformateurs, ainsi que par les condensateurs et inducteurs de commutation insérés dans les réseaux de transport et de distribution électrique. **(voltage control)**

Relais – Dispositif qui commande l'ouverture et la fermeture des disjoncteurs. Les relais reçoivent des données des transformateurs locaux de courant et de tension, ainsi que des systèmes de communication raccordés à l'extrémité éloignée des lignes de transport. Au besoin, des signaux de mise hors circuit sont envoyés aux disjoncteurs. **(relay)**

Relais de protection – Dispositif qui déclenche un disjoncteur ou d'autres mécanismes de protection lorsqu'il détecte certaines anomalies (comme un court-circuit) dans le réseau ou à l'intérieur d'une centrale électrique. **(protective relay)**

Remise en charge – Processus par lequel on remet en marche les génératrices et les divers éléments du réseau de transport, de manière à rétablir la charge du réseau après une panne. **(restoration)**

Répartiteur – Le répartiteur est responsable de la conduite d'un réseau électrique intégré et assume diverses

fonctions comme la détermination des puissances de sortie des centrales électriques et d'autres sources d'énergie, la conduite des lignes de transport, des postes et des installations connexes, le fonctionnement des jonctions et des commutations principales et la programmation des mouvements d'énergie. **(Dispatch Operator)**

Réseau (électrique) – Ensemble interconnecté d'installations de production, de transport et de distribution d'énergie électrique, exploité par un service public d'électricité et des producteurs d'énergie indépendants (PÉI), ou encore par un groupe de services publics et des PÉI. **(system)**

Réseau de distribution – Composante d'un réseau électrique qui assure la livraison d'énergie aux consommateurs, ou qui fonctionne à une tension inférieure à 69 kV. Le réseau de distribution, qui comprend surtout des lignes à basse tension et des transformateurs, « livre » l'électricité du réseau de production-transport d'électricité aux consommateurs. **(Distribution Network)**

Réseau de production-transport d'électricité – Expression qui désigne généralement la partie d'un réseau électrique qui comprend les installations de production d'énergie et le réseau de transport haute tension du courant. **(bulk electric system)**

Réseau de transport – Ensemble interconnecté de lignes et d'équipements connexes qui assurent le transit ou le transfert de l'énergie électrique entre une centrale de production et des postes où elle sera transformée pour être livrée aux clients ou à d'autres réseaux électriques. **(transmission)**

Réseau interconnecté – Ensemble comprenant deux réseaux électriques ou plus, qui fonctionnent normalement en synchronisme et sont liés par des lignes de jonction. **(interconnected system)**

Réseau maillé – Expression désignant un réseau de transport et/ou de distribution électrique. **(grid)**

Résistance – Aptitude d'un matériau à ralentir la circulation du courant qu'il transmet. La résistance est une caractéristique inhérente à tout conducteur électrique, y compris ceux utilisés pour le transport du courant électrique. La résistance du conducteur est à l'origine du réchauffement de celui-ci lorsqu'il est parcouru par le courant et de la perte de puissance qui en découle. (resistance)

SCADA – Abréviation de Supervisory Control and Data Acquisition system. Un système SCADA est un système informatique permettant à un exploitant de réseau de surveiller et de contrôler à distance les éléments de son réseau.

Sécurité – Aptitude d'un réseau à surmonter des perturbation soudaines comme des courts-circuits ou la perte inattendue de certains de ces éléments. **(security)**

Sous-station – Installation qui commute, change ou régule la tension électrique. **(substation)**

Stabilité – Aptitude d'un réseau électrique à demeurer en état d'équilibre dans des conditions de fonctionnement normales et anormales, ou lors de perturbations. **(stability)**

Stabilité de tension – État d'un réseau électrique dans lequel le niveau de tension est constant et contrôlable et s'inscrit dans les limites prévues. **(voltage stability)**

Stabilité dynamique – Aptitude d'un réseau électrique à maintenir ou à retrouver le synchronisme entre ses différentes parties après avoir été soumis à des perturbations d'une gravité déterminée. **(transient stability)**

Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) – Système de contrôle à distance et de télémétrie qui permet de surveiller et de réguler un réseau électrique.

Surcharge de ligne – État d'une ligne de transport où la capacité de charge normale ou la capacité de surcharge momentanée du conducteur électrique a été dépassée. **(transmission overload)**

Surtension – Variation transitoire de courant, de tension ou de puissance dans un circuit électrique ou un réseau électrique. **(surge)**

Synchronisation – Processus consistant à connecter deux équipements à courant alternatif après en avoir

accordé la fréquence, la tension, les angles de phase, etc. (par exemple, raccorder une génératrice au réseau électrique). **(synchronize)**

Système de gestion d'énergie (SGE) – Un SGE est un système de contrôle informatisé utilisé par les répartiteurs des services publics d'électricité pour surveiller le fonctionnement en temps réel de divers éléments d'un réseau électrique et pour commander les installations de production et de transport d'électricité. **(Energy Management System – EMS)**

Système de protection spéciale – Système de protection automatique qui détecte les anomalies de fonctionnement du réseau et certaines conditions particulières et qui réagit en prenant des mesures correctives autres que le simple isolement des éléments défectueux, ou qui s'y ajoutent. **(Special Protection System)**

Systèmes d'exploitation automatiques – Systèmes de protection spéciaux et plans de mesures correctives ou autres n'exigeant aucune intervention de la part des opérateurs du réseau. **(Automatic Operating Systems)**

Tension – Force ou « pression » électrique qui pousse le courant à circuler dans un circuit. On la mesure en volts. **(voltage)**

Transformateur – Appareil à induction électromagnétique qui augmente ou abaisse la tension circulant dans un circuit. **(transformer)**

Transport haute tension – Classement fonctionnel ou de tension qui se rapporte à la partie d'un réseau de transport dont la tension est plus élevée, plus précisément aux lignes de 115 kV et plus. **(bulk transmission)**

Urgence – Tout état anormal du réseau qui exige une réaction manuelle ou automatique immédiate pour éviter ou limiter la perte d'installations de transport ou de production susceptible de compromettre la fiabilité du réseau électrique. **(emergency)**

Vanne de transport – Élément ou groupe d'éléments du réseau de transport utilisé dans la modélisation des flux de courant en rapport avec les limites de transit d'électricité et l'utilisation des services de transport d'électricité. **(flowgate)**

Verrouillage – État d'une ligne de transport d'énergie après ouverture des disjoncteurs qui la protègent, lorsque l'anomalie détectée par les relais protecteurs n'a pas été éliminée par ouverture temporaire et fermeture consécutive de la ligne, dans certains cas à plusieurs reprises. Dans cette situation, les disjoncteurs ne peuvent généralement pas être refermés sans un ré-enclenchement du dispositif de verrouillage. **(lockout)**

Wattheure (Wh) – Unité de mesure de l'énergie électrique correspondant à un watt de puissance communiqué à un circuit électrique ou reçu de ce circuit pendant une heure. **(watt-hour – Wh)**

Zone de contrôle – Zone couvrant un ou plusieurs réseaux électriques qu'on place sous un plan de conduite automatique unique afin de : (1) équilibrer en tout temps la puissance de sortie des génératrices dans la zone en question, la capacité de transit des lignes et les achats d'énergie de producteurs extérieurs, d'une part, et la charge présente dans les réseaux de la zone, d'autre part ; (2) maintenir, dans le cadre d'une saine gestion d'un service public d'électricité, un programme d'échange d'énergie avec d'autres zones de contrôle ; (3) garder la fréquence du ou des réseaux d'énergie dans des limites acceptables, dans l'optique d'une saine gestion du service d'utilité publique ; et (4) assurer une capacité de production suffisante pour maintenir des réserves opérationnelles adéquates, en conformité avec une saine gestion du service d'utilité publique. **(Control Area)**

Annexe D
Lettres d'accompagnement des trois sous-groupes du Groupes de travail

Mr. James W. Glotfelty
Director, Office of Electric Transmission
and Distribution
U.S. Department of Energy
1000 Independence Avenue SW
Washington, DC 20585

Dr. Nawal Kamel
Special Assistant to the Deputy Minister
Natural Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, ON
K1A 0E4

Dear Mr. Glotfelty and Dr. Kamel:

Enclosed is the Interim Report of the Electric System Working Group (ESWG) supporting the United States - Canada Power System Outage Task Force.

This report presents the results of an intensive and thorough investigation by a bi-national team of the causes of the blackout that occurred on August 14, 2003. The report was written largely by four members of the Working Group (Joe Eto, David Meyer, Alison Silverstein, and Tom Rusnov), with important assistance from many members of the Task Force's investigative team. Other members of the ESWG reviewed the report in draft and provided valuable suggestions for its improvement. Those members join us in this submittal and have signed on the attached page. Due to schedule conflicts, one member of the ESWG was not able to participate in the final review of the report and has not signed this transmittal letter for that reason.

Sincerely,

David H. Meyer
Senior Advisor
U.S. Department
of Energy
Co-Chair, ESWG

Thomas Rusnov
Senior Advisor
Natural Resources
Canada
Co-Chair, ESWG

Alison Silverstein
Senior Energy Policy Advisor
to the Chairman
Federal Energy Regulatory
Commission
Co-Chair, ESWG

David Burpee, Director,
Renewable and Electrical Energy Division
Natural Resources Canada

Blaine Loper, Senior Engineer
Pennsylvania Public Utility Commission

Donald Downes, Chairman
Connecticut Department of
Public Utility Control

(not able to participate in review)
William D. McCarty, Chairman
Indiana Utility Regulatory Commission

Joseph Eto, Staff Scientist
U.S. Department of Energy
Lawrence Berkeley National Laboratory
Consortium for Electric Reliability
Technology Solutions

David McFadden
Chair, National Energy and Infrastructure
Industry Group
Gowlings, Lafleur, Henderson LLP
Ontario

Jeanne Fox, President
New Jersey Board of Public Utilities

David O'Brien, Commissioner
Vermont Department of Public Service

H. Kenneth Haase
Senior Vice President, Transmission
New York Power Authority

David O'Connor, Commissioner
Div. of Energy Resources
Massachusetts Office of Consumer Affairs
And Business Regulation

Gene Whitney, Policy Analyst
National Science and Technology Council
U.S. Office of Science and Technology
Policy
Executive Office of the President

Alan Schriber, Chairman
Ohio Public Utilities Commission

Mr. James W. Glotfelty
Director, Office of Electric Transmission
and Distribution
U.S. Department of Energy
1000 Independence Avenue SW
Washington, DC 20585

Dr. Nawal Kamel
Special Assistant to the Deputy Minister
Natural Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, ON
K1A 0E4

Dear Mr. Glotfelty and Dr. Kamel:

Enclosed is the Interim Report of the Electric System Working Group (ESWG) supporting the United States - Canada Power System Outage Task Force.

This report presents the results of an intensive and thorough investigation by a bi-national team of the causes of the blackout that occurred on August 14, 2003. The report was written largely by four members of the Working Group (Joe Eto, David Meyer, Alison Silverstein, and Tom Rusnov), with important assistance from many members of the Task Force's investigative team. Other members of the ESWG reviewed the report in draft and provided valuable suggestions for its improvement. Those members join us in this submittal and have signed on the attached page. Due to schedule conflicts, one member of the ESWG was not able to participate in the final review of the report and has not signed this transmittal letter for that reason.

Sincerely,

David H. Meyer
David H. Meyer
Senior Advisor
U.S. Department
of Energy
Co-Chair, ESWG

Thomas Rusnov
Senior Advisor
Natural Resources
Canada
Co-Chair, ESWG

Alison Silverstein
Alison Silverstein
Senior Energy Policy Advisor
to the Chairman
Federal Energy Regulatory
Commission
Co-Chair, ESWG

PREDECISIONAL

cc w/encl: Mr. James Blyth
Director General, Reactor Power Regulation
Canadian Nuclear Safety Commission

Mr. Samuel J. Collins
Deputy Executive Director, Reactor Programs
U.S. Nuclear Regulatory Commission

PREDECISIONAL

The members of the Nuclear Working Group hereby submit this report as input to the United States - Canada Joint Power System Outage Task Force:

Nils J. Diaz, Chairman
U.S. Nuclear Regulatory Commission
Co-chair, Nuclear Working Group

Samuel J. Collins, Deputy Executive Director
for Reactor Programs
U.S. Nuclear Regulatory Commission

William D. Magwood, IV, Director, Office of
Nuclear Energy, Science and Technology
U.S. Department of Energy

Edward Wilds, Bureau of Air Management,
Department of Environmental Protection
(Connecticut)

David O' Connor, Commissioner, Division of
Energy Resources, Office of Consumer
Affairs and Business Regulation
(Massachusetts)

J. Peter Lark, Chairman, Public Service
Commission (Michigan)

Frederick F. Butler, Commissioner, New
Jersey Board of Public Utilities (New Jersey)

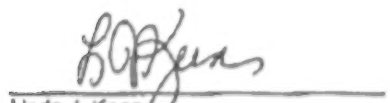
Paul Eddy, Power Systems Operations
Specialist, Public Service Commission (New
York)

Dr. G. Ivan Maldonado, Associate Professor,
Mechanical, Industrial and Nuclear
Engineering; University of Cincinnati (Ohio)

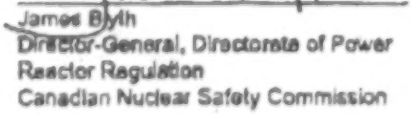
David J. Allard, CHP, Director, Bureau of
Radiation Protection, Department of
Environmental Protection (Pennsylvania)

David O'Brien, Commissioner
Department of Public Service (Vermont)

The members of the Nuclear Working Group hereby submit this report as input to the Unite States - Canada Joint Power System Outage Task Force:



Linda J. Keen
President and Chief Executive Officer
Canadian Nuclear Safety Commission
Co-chair, Nuclear Working Group



James Blyth
Director-General, Directorate of Power Reactor Regulation
Canadian Nuclear Safety Commission

Ken Pereira
Vice-President, Operations Branch
Canadian Nuclear Safety Commission

Dr. Robert Morrison
Senior Advisor to the Deputy Minister
Natural Resources Canada

Duncan Hawthorne
Chief Executive Officer
Bruce Power
(Representing the Province of Ontario)

Mr. James W. Glotfelty
Director, Office of Electric Transmission
and Distribution
U.S. Department of Energy
1000 Independence Avenue SW
Washington, DC 20585

Dr. Nawal Kamel
Special Assistant to the Deputy Minister
Natural Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, ON
K1A 0E4

Dear Mr. Glotfelty and Dr. Kamel:

Enclosed is the Interim Report of the Security Working Group (SWG) supporting the United States - Canada Power System Outage Task Force.

The SWG Interim Report presents the results of the Working Group's analysis to date of the security aspects of the power outage that occurred on August 14, 2003. This report comprises input from public sector, private sector, and academic members of the SWG, with important assistance from many members of the Task Force's investigative team. As co-chairs of the Security Working Group, we represent all members of the SWG in this submittal and have signed below.

Sincerely,

Bob Liscouski
Assistant Secretary for
Infrastructure Protection,
U.S. Department of Homeland Security
Co-Chair, SWG

William S. Elliott
Assistant Secretary to the Cabinet,
Security and Intelligence,
Privy Council Office
Government of Canada
Co-Chair, SWG

Groupe de travail États-Unis–Canada sur la panne d'électricité
Membres du Comité de direction du Sous-groupe de la sécurité

Bob Liscouski, secrétaire adjoint à l'infrastructure, Department of Homeland Security (Gouvernement des États-Unis) (co-président)

William J.S. Elliott, secrétaire adjoint au Cabinet, Sécurité et renseignement, Bureau du Conseil privé (Gouvernement du Canada) (co-président)

Membres américains

Andy Purdy, directeur adjoint, Division nationale de la sécurité informatique, Department of Homeland Security

Hal Hendershot, chef de service par intérim, Section des intrusions informatiques, Federal Bureau of Investigation

Steve Schmidt, chef de service, Technologies et applications spéciales, Federal Bureau of Investigation

Kevin Kolevar, conseiller principal du secrétaire en matière de politiques, Department of Energy

Simon Szykman, analyste principal des politiques, Office of Science and Technology Policy

Vincent DeRosa, sous-commissaire, Directeur de la sécurité du territoire, Department of Public Safety (Connecticut)

Richard Swensen, sous-secrétaire, Office of Public Safety and Homeland Security (Massachusetts)

Colonel Michael C. McDaniel (Michigan)

Sid Casperson, directeur, Office of Counter-Terrorism (New Jersey)

James McMahon, conseiller principal (New York)

John Overly, directeur exécutif, Division of Homeland Security (Ohio)

Arthur Stephens, sous-secrétaire à la technologie de l'information, Office of Administration (Pennsylvanie)

Kerry L. Sleeper, commissaire à la sécurité publique (Vermont)

Membres canadiens

James Harlick, sous-ministre adjoint, Bureau de la protection des infrastructures essentielles et de la protection civile

Michael Devaney, chef adjoint, Sécurité des technologies de l'information, Centre de la sécurité des télécommunications

Peter MacAulay, Officier responsable, Sous-direction de la criminalité technologique, Gendarmerie royale du Canada

Gary Anderson, Chef, Contre-ingérence globale, Service canadien du renseignement de sécurité

James Young, commissaire à la Sécurité publique, ministère ontarien de la Sûreté et de la Sécurité publique